Analyse économique des différentes méthodes de production d'hydrogène – une perspective canadienne

produit pour

Ressources naturelles Canada

par

le groupe des Services de politiques fiscales
de la firme Ernst & Young

Le 29 octobre 2003

Résumé

Cette étude présente une comparaison économique de l'utilisation d'hydrogène, par opposition à l'essence et au diesel, à titre de carburant de transport. De plus, elle examine les effets de l'inclusion de coûts ou avantages indirects appelés externalités, ainsi que différentes options stratégiques gouvernementales dans la comparaison.

Pour la comparaison, nous avons suivi une méthode d'analyse du cycle de vie qui comprend l'ensemble des coûts associés à la fabrication, à la distribution et au fonctionnement du véhicule.

Neuf méthodes de production de l'hydrogène, ou « méthodes de production de carburant » ont été examinées dans cette étude. Cinq de ces méthodes supposent que l'hydrogène est produit en série dans un lieu central, et qu'il est ensuite distribué aux stations-services par le biais de pipelines. Les autres méthodes supposent que l'hydrogène est produit à la station-service, ou « sur place » et qu'il n'est donc pas nécessaire d'utiliser une infrastructure de distribution.

Pour le scénario de référence, la méthode la plus concurrentielle pour les véhicules utilitaires légers est la production décentralisée de l'hydrogène utilisant un reformeur de méthanol, ce qui permet d'obtenir des coûts totaux par kilomètre de 24 $ par mois de plus que l'essence. Pour ce qui est des véhicules utilitaires lourds, la méthode la plus concurrentielle consiste également à utiliser un reformeur de méthanol décentralisé, et les coûts s'élèvent à 528 $ par mois de plus que le diesel.

Cependant, il a été démontré que les facteurs suivants pourraient faire de l'hydrogène un produit concurrentiel : réduire les coûts du véhicule associé aux différentes méthodes de production de l'hydrogène, fixer le prix d'achat d'un véhicule fonctionnant à l'aide d'une pile à combustible de manière à ce qu'il soit égal au prix d'un véhicule utilisant un moteur à combustion interne ou un moteur à allumage par combustion, ou diminuer les coûts d'entretien et augmenter la durée de vie du véhicule. Cette démarche s'avère plus efficace que de réduire considérablement les coûts de l'équipement et de la machinerie de production ou de diminuer le prix de l'énergie primaire.

L'intégration des externalités associée aux méthodes présentées dans la partie 2 de l'étude mettent en évidence l'importance du coût d'acquisition du véhicule et d'autres coûts autres que les coûts associés au carburant pour ce qui est du calcul des coûts totaux. Les externalités qui diminuent les coûts dans certaines méthodes de production de l'hydrogène sont compensées par des externalités qui diminuent les coûts de fonctionnement d'un véhicule utilisant une pile à combustible à l'hydrogène.

Les résultats présentés à la partie 3 sont conformes à ceux présentés aux parties 1 et 2. Plus particulièrement, les options stratégiques qui diminuaient directement les coûts de fonctionnement d'un véhicule utilisant une pile à combustible à l'hydrogène ont donné lieu à des méthodes de production de l'hydrogène qui sont concurrentielles avec l'essence et le diesel. Par exemple, l'exemption de la taxe de vente provinciale sur le prix d'achat d'un véhicule à pile à combustible à l'hydrogène, conjuguée à des exemptions de la taxe d'accise pour l'hydrogène, ont permis d'obtenir quatre méthodes

de production de l'hydrogène concurrentielles pour les véhicules utilitaires légers, et une méthode concurrentielle pour les véhicules utilitaires lourds.

Le fait de conjuguer des taxes sur les émissions et des exemptions de taxe de vente et de taxe d'accise fait en sorte que les nombreuses méthodes de production de l'hydrogène sont concurrentielles avec l'essence ou le diesel, et coûtent parfois moins cher. Cela encourage également à réduire les émissions au minimum lors de la production d'hydrogène.

Table des matières

Résumé i
Table des matières iii
Introduction 1
Partie 1 : Comparaison des éléments du prix de revient de l'utilisation de l'hydrogène comparativement à l'essence ou au diesel pour les services de transport 3
1-1) Méthode et démarche pour la partie 1 4
1-1.1) Système énergétique 4
1-1.2) Réalisation de l'analyse des coûts 5
1-1.3) Les méthodes 5
1-2) Élaboration du modèle 11
1-2.1) Détermination des besoins en carburant 11
1-2.2) Composante du puits au réservoir 15
1-2.3) Calcul de l'impôt sur le revenu 22
1-2.4) Composantes du « réservoir à la roue » 23
1-3) Comparaison des résultats pour la partie 1 27
1-3.1) Résultats pour le scénario de référence 27
1-3.2) Expérience 1 : Détermination du taux de rendement si les coûts totaux sont égaux à ceux de l'essence 29
1-3.3) Expérience 2 : Variation du prix de l'électricité 30
1-3.4) Expérience 3 : Variation du parc de véhicules 31
1-3.5) Expérience 4 : Variation des coûts en capital 32
1-3.6) Expérience 5 : Variation des coûts du véhicule 34
Partie 2 : Comptabilisation des externalités associées à l'utilisation d'hydrogène comparativement à l'essence ou au diesel pour les services de transport 37
2-1) Méthode et démarche pour la partie 2 38
2-2) Intégration de la capitalisation du coût entier dans le modèle 41
2-2.1) Coûts associés aux émissions de gaz à effet de serre 41
2-2.2) Coûts associés à d'autres émissions en suspension dans l'air 44
2-2.3) Coûts inhérents aux questions de sûreté 50
2-2.4) Coûts associés à l'utilisation d'autres biens publics 51
2-2.5) Autres externalités 52
2-3) Comparaison des résultats pour la partie 2 53
2-3.1) Incidences de l'internalisation des coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre 53
2-3.2) Incidences des autres émissions en suspension dans l'air 57
2-3.3) Incidences des coûts liés à la sûreté 58
2-3.4) Incidences de toutes les externalités regroupées 60
2-3.4) Incidences de toutes les externalités regroupées, et des coûts plus élevés des gaz à effet de serre 62
2-3.4) Incidences des autres hypothèses cumulées 64
Partie 3 : Incidences des mécanismes d'intervention sur les aspects économiques de l'hydrogène par comparaison avec l'essence ou le diesel pour les services de transport 69
3.1) Description des mécanismes d'intervention 70
3.1-1) Taxes sur les émissions 70
3.1-2) Investissement de capitaux parrainé par le gouvernement 70

3.1-3) Traitement fiscal favorable pour l'hydrogène 71
3.1-4) Mesures incitatives liées à l'infrastructure 72
3.1-5) Subventions de recherche et développement 72
3.1-6) Mandats des véhicules à zéro émission 73
3.2) Incidences des outils d'intervention choisis 75
3.2-1) Incidences des taxes sur les émissions 75
3.2-2) Incidences des investissements de capitaux parrainés par le gouvernement 77
3.2-3) Incidences d'un traitement fiscal favorable pour l'hydrogène 79
Conclusion **88**
Bibliographie **91**
Annexe A : Adoption de véhicules à pile à hydrogène **94**
Annexe B : Facteurs de conversion employés dans la présente étude **99**

Tableaux

Tableau 1 Besoins en carburant du parc de véhicules utilitaires légers 12
Tableau 2 Besoins en carburant du parc de véhicules de transport en commun 13
Tableau 3 Stations-services du parc de véhicules utilitaires légers 13
Tableau 4 Stations-services du parc de véhicules utilitaires lourds 14
Tableau 5 Prix des produits et prix de l'énergie dans le modèle 16
Tableau 6 Structures de coûts pour la production d'essence et de diesel ($/MJ de carburant produit) 17
Tableau 7 Structure de coûts de la production d'hydrogène centralisée ($/MJ de carburant produit) 20
Tableau 8 Structure de coûts de la production d'hydrogène décentralisée ($ par MJ de carburant produit) dans une station-service alimentant des véhicules utilitaires légers 22
Tableau 9 Structure de coûts de la production d'hydrogène décentralisée ($/MJ de carburant produit) dans une station-service de véhicules utilitaires lourds de transport en commun 22
Tableau 10 Traitement d'amortissement comptable et d'amortissement aux fins de l'impôt pour les immobilisations 23
Tableau 11 Données relatives aux véhicules utilitaires légers MCI et aux VPAC 25
Tableau 12 Données relatives aux véhicules MAC de transport en commun et aux VPAC 26
Tableau 13 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (taux de rendement = essence) 27
Tableau 14 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (taux de rendement = diesel) 27
Tableau 15 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (coûts totaux par km = essence) 29
Tableau 16 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (coûts totaux par km = diesel) 29
Tableau 17 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (prix de l'électricité réduit) 31
Tableau 18 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (prix de l'électricité réduit) 31
Tableau 19 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (taille du parc = 500 000) 32
Tableau 20 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (coûts en capital réduits pour l'équipement de production) 33
Table 21 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (coûts en capital réduits pour l'équipement de production) 33
Tableau 22 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (coûts d'achat du véhicule réduits) 34
Tableau 23 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (coûts d'achat du véhicule réduits) 35
Tableau 24 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (entretien et durée de vie du véhicule réduits) 36
Tableau 25 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (entretien et durée de vie du véhicule réduits) 36
Tableau 26 Équivalence en gaz carbonique 41
Tableau 27 Émissions de gaz à effet de serre du puits au réservoir 43
Tableau 28 Émissions de gaz à effet de serre du réservoir à la roue 44
Tableau 29 Émissions de NOx du puits au réservoir 46
Tableau 30 Émissions de SOx du puits au réservoir 47
Tableau 31 Émissions de MP du puits au réservoir 48
Tableau 32 Autres émissions en suspension dans l'air du réservoir à la roue 49
Tableau 33 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (incluant les coûts des émissions de GES à 15 $/tonne) 53
Tableau 34 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (incluant les coûts des émissions de GES à 15 $/tonne) 54
Tableau 35 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (incluant les coûts des émissions de GES à 50 $/tonne) 55
Tableau 36 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (incluant les coûts des émissions de GES à 50 $/tonne) 56

Tableau 37 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (incluant les autres coûts des émissions en suspension dans l'air) 57
Tableau 38 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (incluant les autres coûts des émissions en suspension dans l'air) 58
Tableau 39 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (incluant les coûts liés à la sûreté) 59
Tableau 40 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (incluant les coûts liés à la sûreté) 60
Tableau 41 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (toutes les externalités, GES à 15 $/tonne) 61
Tableau 42 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (toutes les externalités, GES à 15 $/tonne) 62
Tableau 43 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (toutes les externalités, GES à 50 $/tonne) 63
Tableau 44 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (toutes les externalités, GES à 50 $/tonne) 64
Tableau 45 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (toutes les externalités, GES à 15 $/tonne, parc de plus grande taille) 65
Tableau 46 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (toutes les externalités, GES à 15 $/tonne, parc de plus grande taille) 66
Tableau 47 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (toutes les externalités sauf les assurances, GES à 15 $/tonne, prix réduit de l'électricité, durée de vie prolongée du véhicule, taille accrue du parc) 67
Tableau 48 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (toutes les externalités sauf les assurances, GES à 15 $/tonne, prix réduit de l'électricité, durée de vie prolongée du véhicule, taille accrue du parc) 68
Tableau 49 Coût des dépenses en R-D après impôt 73
Tableau 50 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (taxes sur les émissions rejetées lors de la production du carburant) 75
Tableau 51 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (taxes sur les émissions rejetées lors de la production du carburant) 76
Tableau 52 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (pipeline loué) 77
Tableau 53 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (pipeline loué) 77
Tableau 54 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (pipeline loué et taxes sur les émissions) 78
Tableau 55 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (pipeline loué et taxes sur les émissions) 78
Tableau 56 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (amortissement accéléré pour les pipelines et taxes sur les émissions) 80
Tableau 57 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (amortissement accéléré pour les pipelines et taxes sur les émissions) 80
Tableau 58 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (véhicule exempté de la TVP, exemption de la taxe d'accise sur l'hydrogène) 82
Tableau 59 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (véhicule exempté de la TVP, exemption de la taxe d'accise pour l'hydrogène) 83
Tableau 60 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (véhicule exempté de la TVP, exemption de la taxe d'accise sur l'hydrogène et taxes sur les émissions) 84
Tableau 61 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (véhicule exempté de la TVP, exemption de la taxe d'accise sur l'hydrogène et taxes sur les émissions) 85
Tableau 62 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (taxe d'accise majorée sur le diesel, exemption de la TVP pour le véhicule, exemption de la taxe d'accise sur l'hydrogène et taxes sur les émissions) 86

Tableau 63 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (remise complète de la TPS, exemption de la TVP pour le véhicule, exemption de la taxe d'accise sur l'hydrogène et taxes sur les émissions) 87

Introduction

L'objectif de la présente étude est de comparer, sur le plan économique, l'hydrogène avec d'autres produits à base de pétrole, notamment l'essence et le diesel, à titre de carburant de transport. D'autres aspects de cette étude comprennent l'internalisation des coûts des externalités, comme les émissions et l'examen des options stratégiques gouvernementales qui permettraient d'améliorer les aspects économiques de l'utilisation de l'hydrogène.

La présente étude ne vise pas à déterminer le prix de l'hydrogène ni à le comparer à celui de l'essence. Comme les valeurs marchandes sont actuellement déjà fixées pour ces deux produits, les prix sont des quantités connues. Lorsqu'on examine l'incidence des politiques gouvernementales sur le prix d'une marchandise, il est important de comprendre les différents éléments du prix de revient du produit, et c'est une des parties de la présente étude.

En outre, si nous regardons simplement le prix du combustible, nous ne tiendrons pas compte des différences qui existent dans la distribution et la consommation du carburant. Nous allons suivre une méthode examinant le cycle de vie dans toute l'analyse. Cette démarche porte parfois le nom de méthode « du puits à la roue », ou de méthode « de la source au service ». Cette méthode examine les coûts associés à l'extraction, à la production, à la distribution et au stockage, à l'approvisionnement et à la consommation des carburants. Tous ces facteurs permettront de déterminer un coût total en dollars par kilomètre parcouru, pour chaque combustible, source de combustible ou méthode de production et combinaison de véhicule, ou « méthodes de production de carburant », ce qui constituera le principal élément de comparaison dans cette étude.

Nous allons examiner neuf méthodes de production de l'hydrogène. Cinq de ces méthodes présument que l'hydrogène est produit en série dans un emplacement central, et qu'il est ensuite distribué aux stations-services par le biais de pipelines[1]. Les autres méthodes supposent que l'hydrogène est produit à la station-service, ou « sur place », et qu'il n'est donc pas nécessaire de distribuer l'hydrogène.

Le rapport comprend trois parties. La partie 1 consiste à analyser, comparer et relever les différences qui existent entre les coûts associés à l'utilisation de l'hydrogène, aux véhicules utilitaires légers à pile à combustible (voitures et camions légers) et aux véhicules utilitaires lourds du transport en commun (autobus), comparativement aux coûts associés à leurs équivalents classiques alimentés en carburant à base de pétrole (véhicules utilitaires légers utilisant un moteur à combustion interne « MCI », et véhicules lourds de transport en commun utilisant un moteur à allumage par compression, ou « MAC »[2]).

En plus des coûts financiers directs présentés à la partie 1, chacune des méthodes de production de carburant comporte des coûts ou avantages indirects, appelés

---

[1] La distribution par pipeline est seulement une option possible, et c'est sûrement la plus coûteuse à court terme. D'autres options comprennent des camions de gaz comprimé et des camions de gaz liquéfié. La présente étude porte essentiellement sur les coûts de production. Pour cette raison, l'idée d'un réseau de distribution par pipeline a été retenue, parce que cela permet de « structurer » les coûts, entre les méthodes de production qui n'exigent aucune infrastructure de distribution (les quatre méthodes décentralisées) et celles qui utilisent un réseau de distribution relativement coûteux.

[2] D'autres véhicules utilitaires lourds, comme les gros camions de transport, n'ont pas été considérés dans notre analyse par ce qu'ils ne représentent pas une application de pile à combustible pour le marché à court et à moyen terme.

externalités, ou coûts/avantages sociaux. Ces coûts/avantages sont assumés par la société dans son ensemble lorsque les produits sont manufacturés et consommés, mais ne sont pas inclus dans la fixation des prix du produit. Citons, à titre d'exemple, la pollution de l'air ou de l'eau.

La partie 2 examine les incidences de l'internalisation de ces coûts externes sur les coûts relatifs de l'hydrogène et de l'électricité.

Enfin, la partie 3 examine un mélange d'options stratégiques à la portée du gouvernement et présente une analyse de leur efficacité pour ce qui est de l'amélioration des aspects économiques des méthodes de production de l'hydrogène comme carburant.

Partie 1 : Comparaison des éléments du prix de revient de l'utilisation de l'hydrogène comparativement à l'essence ou au diesel pour les services de transport

Cette partie de l'étude vise à comparer et à relever les différences existant entre les éléments du prix de revient associés aux méthodes de production d'hydrogène comparativement aux méthodes de production d'essence et de diesel.

Pour réaliser cette analyse, des profils du coût et de la performance ont été effectués pour :

- les neuf méthodes de production de carburant
- un véhicule à pile à combustible (VPC) utilitaire léger (voiture et camion utilitaires légers)
- un autobus utilitaire lourd à pile à combustible utilisé pour le transport en commun
- un véhicule utilitaire léger utilisant un MCI à essence (voiture et camion légers)
- un autobus de transport en commun utilitaire lourd utilisant un MAC au diesel.

Ces profils sont fondés sur des données statistiques et des renseignements recueillis dans l'industrie, lorsqu'ils étaient disponibles, et à partir d'estimations contenues dans la documentation. On accorde une grande importance aux estimations contenues dans la documentation, parce que les participants de l'industrie hésitent à révéler leur profil des coûts, car cela risque de les mettre dans une position inconfortable sur le plan concurrentiel.

Grâce à ces profils, et en supposant que la taille du parc de véhicules est soutenue, on peut effectuer une ventilation des éléments du prix de revient par kilomètre parcouru pour l'essence, le diesel ou l'hydrogène et comparer les résultats obtenus pour chaque carburant.

1-1) Méthode et démarche pour la partie 1

1-1.1) Système énergétique

Le concept sous-jacent à la méthode employée dans cette étude est que toute analyse de l'énergie exige un examen du *système énergétique* entier.

Tout système énergétique peut être représenté par cinq composantes, allant de la source au service qui nécessite cette énergie. Les cinq composantes sont illustrées à la figure 1. En plaçant la composante « service » au début de la chaîne, nous supposons que la demande des consommateurs pour le service régit le besoin de cette source (ou carburant).

Figure 1 : Architecture du système énergétique

Par souci de clarté et pour mieux comprendre cette structure à cinq composantes, la figure 2 donne des exemples pour chacune des composantes de la figure 1.

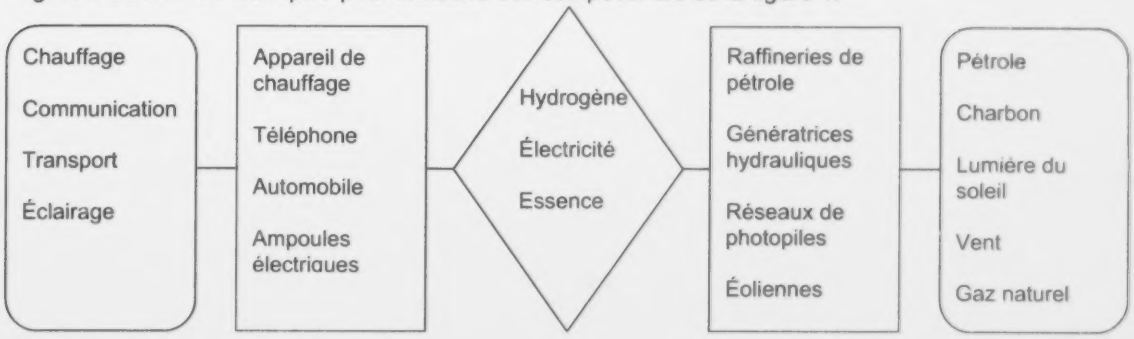


Figure 2 : Exemples de composantes du système énergétique

Dans cette étude, il ne s'agit pas simplement de comparer les coûts de production d'un « produit » donné, par exemple l'essence, le diesel ou l'hydrogène. Il est possible de réaliser une telle étude, et les chiffres permettant de comparer le coût de production par unité d'énergie (par exemple $/joules ou BTU) de l'hydrogène, de l'essence et du diesel pourraient être obtenus, mais nous n'aurions pas ainsi de réponse satisfaisante. La question à résoudre est essentiellement la suivante : « Quel est l'avantage réel de l'hydrogène, comparativement à l'essence ou au diesel, dans les services de transport? » La réponse à cette question doit tenir compte des éléments suivants : la quantité d'énergie requise pour les véhicules alimentés à l'hydrogène et les véhicules alimentés à l'essence ou au diesel, les différences de coût entre ces véhicules, ainsi que les coûts associés à la production et à la distribution.

Une telle démarche, sur le plan des services de transport précisément, porte généralement le nom d'étude du cycle de vie entier, que l'on appelle parfois étude « du puits à la roue ». Cette démarche permet également de comparer et de relever les différences existant entre les forces et les faiblesses relatives de chacune des méthodes

de production de carburant, tout au long du cycle de vie, à chaque élément du système énergétique. Cette démarche est essentielle lorsqu'il s'agit d'examiner les options stratégiques : elle permet d'identifier les éléments dans la chaîne d'une méthode particulière, où les mesures d'appui aux politiques possibles risquent d'être les meilleures et les plus efficaces. Par exemple, si une méthode d'hydrogène est concurrentielle par rapport à une méthode de production d'essence ou de diesel à chaque étape sauf à l'étape de la technologie de transformation, des politiques de R-D visant la technologie de transformation améliorée peuvent constituer une option plus efficace et mieux ciblée que les mesures incitatives pour l'achat de véhicules alimentés avec des carburants de remplacement.

1-1.2) Réalisation de l'analyse des coûts

Le modèle d'évaluation des coûts comporte deux grandes composantes : La première composante est le modèle « du puits au réservoir », qui analyse les coûts à partir de la source de combustible jusqu'au produit (carburant) directement distribuable. La deuxième composante est le modèle « du réservoir à la roue », qui analyse les coûts associés à l'utilisation du carburant dans les services de transport.

La composante « du puits au réservoir » est fondée sur l'outil de compétitivité du groupe des Services des politiques fiscales de la firme Ernst & Young (InTaCT). InTaCT est conçu pour mesurer les répercussions fiscales d'un nouvel investissement, dans un palier de compétence donné, pour la durée de vie économique de cet investissement. InTaCT effectue cette analyse en examinant l'état des résultats et le bilan d'un investissement donné, tel un investissement dans une installation de production d'hydrogène, puis applique les différentes taxes, comme l'impôt sur le revenu, la taxe sur le capital, la taxe de vente, la taxe d'accise, etc., en vue de déterminer le fardeau fiscal total pour cet investissement. Une fois que le fardeau fiscal a été calculé, InTaCT fournit le taux de rendement après impôt pour ce projet d'investissement, qui sera utilisé pour comparer les investissements semblables dans un palier de compétence donné, ou pour comparer un investissement donné dans différentes compétences fiscales.

Dans cet exercice, ce n'est pas le taux de rendement après impôt pour l'investissement qui nous intéresse; il s'agit plutôt de déterminer le prix du produit (hydrogène, essence ou diesel). Pour atteindre cet objectif, le modèle a été modifié pour tenir compte du taux de rendement après imposition, puis à générer le prix correspondant requis pour obtenir ce taux de rendement. La méthode, qui évalue le prix du produit à l'aide d'un taux de rendement après impôt fixé pour chaque méthode de production, est semblable à celle utilisée dans d'autres études du cycle de vie[3].

La composante « du réservoir à la roue » est une feuille de calcul qui analyse le capital et les coûts de fonctionnement pour divers véhicules modélisés. Cette composante s'applique au prix du carburant tel que déterminé dans la composante « du puits au réservoir » afin de déterminer le coût total par kilomètre parcouru pour chaque type de véhicule, utilisant chaque type de carburant.

1-1.3) Les méthodes

Les coûts associés aux services de transport assurés par des véhicules utilitaires légers et des véhicules utilitaires lourds sont déterminés à l'aide de onze méthodes de

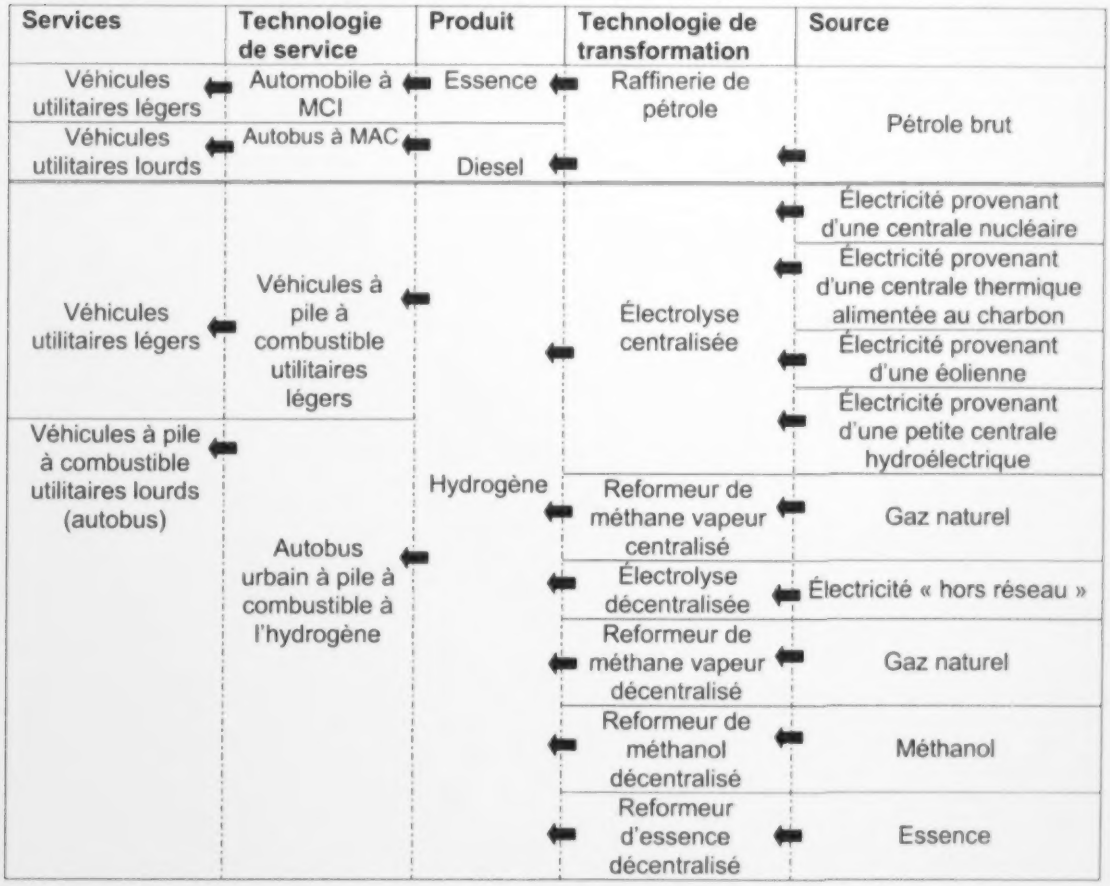
---

[3] Voir, par exemple, Thomas, et *autres* (2001)

production de carburant différentes[4]. Quatre de ces méthodes comprennent la production d'hydrogène à titre de produit énergétique, dans différentes installations de production décentralisées, c'est-à-dire des stations-services. Cinq de ces méthodes comprennent la production d'hydrogène dans des installations de production centralisées. Les deux autres méthodes comprennent la production d'essence, destinée au transport par véhicule léger, et du diesel, destiné au transport par véhicule lourd.

La figure 3 présente le système énergétique pour les différentes méthodes de production de carburant[5].

Figure 3 Méthodes de production de carburant



Les méthodes de production du produit, ou carburant, sont décrites brièvement ci-après.

---

[4] Bien qu'il existe onze méthodes différentes pour les produits (carburant), il n'y a que dix méthodes pour produire des carburants utilisés dans les services de transport personnel, et dix méthodes pour produire les carburants utilisés dans les services de transport en commun. Il existe neuf méthodes courantes de production de l'hydrogène, et une seule méthode qui utilise le pétrole brut comme source.

[5] Ces méthodes ne représentent pas l'ensemble des méthodes disponibles, et ne sont pas non plus représentatives des méthodes privilégiées par RNCan ou Ernst & Young comme étant les méthodes les plus appropriées. Il existe de nombreuses autres méthodes, comme les méthodes qui utilisent des moyens de reformage à bord des véhicules.

Méthodes 1 et 2 Production centralisée d'essence et de diesel dans une raffinerie de pétrole

Ces deux méthodes représentent les sources classiques actuelles de carburant pour les véhicules utilitaires légers et les véhicules utilitaires lourds. À ce titre, elles serviront de repère dans la présente étude.

Les raffineries de pétrole utilisent du pétrole brut comme source pour produire un certain nombre de produits pétroliers. La répartition des différents produits varie dans le monde selon la demande. Par exemple, en Europe, le diesel est davantage utilisé comme carburant, c'est-à-dire que 36 % de la production d'une raffinerie est constituée de diesel, et seulement 20 % est constituée d'essence, alors qu'en Amérique du Nord seulement 23 % de la production est constituée de diesel, et 41 % est constituée d'essence.[6].

Le pétrole brut est généralement amené à la raffinerie par pipeline. Une fois que le pétrole brut a été raffiné en essence et en diesel, l'essence et le diesel sont transportés par pipeline vers différents centres de distribution régionaux, puis transportés par camion vers des stations-services individuelles.

Méthodes 3, 4, 5 et 6 Production d'hydrogène centralisée utilisant l'électrolyse et l'électricité générée par une centrale nucléaire, une centrale alimentée au charbon, une éolienne et une petite centrale hydroélectrique

Dans ces quatre méthodes, l'hydrogène est produit à l'aide de l'électrolyse. L'électrolyse signifie que l'on dissocie la molécule d'eau en hydrogène et en oxygène à l'aide d'électricité :

$$H_2O + \text{électricité} \Rightarrow H_2 + _O_2 \qquad (1)$$

C'est essentiellement le processus inverse qui se produit dans une pile à combustible, où l'hydrogène et l'oxygène sont les intrants, et l'eau ainsi que l'électricité sont les extrants. Les niveaux d'efficacité pour le processus d'électrolyse lui-même sont considérablement élevés, et sont de l'ordre de 70 à 75 %. Il y a d'autres pertes d'efficacité bien sûr, durant la compression, la distribution, la préparation des matières d'alimentation, etc.

Dans chacune de ces méthodes, l'hydrogène est produit sur place à l'aide d'un électrolyseur puis distribué vers les stations-services par pipeline.

Sur le plan opérationnel, l'un des avantages de cette méthode de production est qu'elle permet à l'opérateur de l'électrolyseur d'utiliser l'énergie générée pendant les heures de pointe ainsi que pendant toute autre période. Par exemple, l'exploitant d'une centrale alimentée au charbon, ou d'une petite centrale hydroélectrique peut faire en sorte que la centrale « fonctionne selon la charge », c'est-à-dire qu'il peut établir des cycles de capacité de production en fonction de la demande de charge.

Cependant, l'exploitant qui désire augmenter sa capacité en produisant de l'hydrogène doit maintenir des niveaux de production constants au moment de passer à la production d'hydrogène lorsque la demande dans le réseau baisse. L'hydrogène permet également à l'exploitant de répondre à la demande en électricité pendant les heures de

---

[6] Tiré du document de l'Agence internationale de l'énergie, intitulé *Monthly Oil Survey*, janvier 2002.

pointe, en convertissant une certaine partie de l'hydrogène stocké en électricité au moyen d'une pile à combustible fixe sur place[7].

Des avantages semblables peuvent être obtenus par les exploitants de réseaux de photopiles ou d'éoliennes. La production grâce à ces sources d'électricité n'est pas nécessairement synchronisée avec les cycles de demande. Le fait d'ajouter à ces centrales une capacité de production d'hydrogène permettrait à l'exploitant de tirer parti de la capacité complète du site, même si la production dépasse la demande actuelle du réseau. Ainsi, après avoir stocké de l'hydrogène, il serait possible pour l'exploitant d'approvisionner en électricité le réseau, même lorsque la demande dépasse la capacité de génération de courant.

Même les centrales à charge de base, comme les centrales nucléaires, pourraient tirer parti d'une capacité accrue de production d'électricité grâce à la production d'hydrogène. Ceci permettrait à l'exploitant de centrale de choisir de vendre l'électricité au réseau, ou de l'utiliser pour produire de l'hydrogène. Par exemple, lorsque le prix de l'électricité tombe durant les heures creuses, l'exploitant peut choisir de produire de l'hydrogène plutôt que d'approvisionner le réseau. L'exploitant pourrait ainsi optimiser ses revenus.

L'un des inconvénients de l'électrolyse souvent cité[8] est qu'il s'agit là d'une méthode de production relativement coûteuse en raison du prix élevé de la matière d'alimentation, l'électricité, comparativement aux méthodes qui utilisent des matières d'alimentation à moindre coût, comme les combustibles fossiles. Nous en reparlerons plus tard dans la section portant sur l'analyse des coûts dans le présent rapport.

Méthode 7 Production d'hydrogène centralisée à l'aide d'un reformeur de méthane vapeur

Le reformage du méthane vapeur est actuellement la méthode la plus courante pour produire de l'hydrogène, et représente plus de la moitié de la production totale[9]. Le gaz naturel, qui dans certaines régions est constitué à 99 % de méthane, constitue la majeure partie de la matière d'alimentation du procédé. Le procédé de base comprend la combinaison du méthane et de la vapeur d'eau (vapeur) à une température et une pression élevées. Cela crée la réaction suivante :

$$CH_4 + H_2O + \text{énergie} \Rightarrow 3H_2 + CO \qquad (2)$$

Une étape ultérieure du procédé consiste à combiner le monoxyde de carbone provenant de la première étape avec de la vapeur, ce qui accroît encore plus le rendement en hydrogène.

$$CO + H_2O + \text{énergie} \Rightarrow H_2 + CO_2 \qquad (3)$$

Le reformage du méthane vapeur est une technologie qui a fait ses preuves, et qui constitue une méthode efficace pour produire de l'hydrogène. Les niveaux d'efficacité du procédé de reformage à lui seul sont habituellement d'environ 70 à 75 %, comme dans le cas du procédé d'électrolyse. Les pertes d'efficacité surviennent dans la transmission, la distribution, etc.

---

[7] L'incidence que cette mesure peut avoir sur le taux de rendement des centrales ne fait pas l'objet du présent document, et n'a pas été incluse dans l'analyse.

[8] Padro (1999)

[9] Kruse (2002), Padro (1999)

Méthode 8 Production d'hydrogène décentralisée à l'aide de l'électricité « hors réseau »

Comme les méthodes 3 à 6 inclusivement, cette méthode utilise l'électricité pour décomposer l'eau en hydrogène et en oxygène. Cependant, dans cette méthode, l'hydrogène est produit sur place à la station-service. L'électricité utilisée lors de la production d'hydrogène est tirée du « réseau ». Pour cette raison, elle provient d'un mélange de sources différentes. Aux fins du présent rapport, le mélange d'électricité au Canada est constitué de 17,0 % de charbon, 1,7 % de chaudière à gaz, 1,2 % de turbine à gaz, 21,3 % de centrale nucléaire, et 58,8 % d'hydroélectricité. À la partie 2 de l'étude, nous examinerons de plus près ces sources d'électricité lorsque nous traiterons des externalités, comme les émissions de gaz à effet de serre, associées à chaque méthode de production.

L'avantage de cette méthode décentralisée, sur le plan opérationnel est qu'il n'est pas nécessaire de créer une infrastructure de distribution de l'hydrogène.

Méthode 9 Production d'hydrogène décentralisée à l'aide d'un reformeur de méthane vapeur

À l'instar de la méthode 7, cette méthode utilise un reformeur de méthane vapeur pour produire de l'hydrogène. Dans cette méthode, l'hydrogène est produit à la station-service.

L'un des avantages de cette méthode par rapport à la méthode 7 est que le gaz naturel possède une énergie volumique supérieure à celle de l'hydrogène, ce qui signifie que le gaz naturel contient plus d'énergie par volume que l'hydrogène, pour des conditions de température et de pression semblables. Cela fait du gaz naturel un moyen de transport d'énergie vers la station-service qui est plus efficace.

Par exemple, à une pression de 1 atmosphère, et à une température de 15 °C, l'hydrogène renferme 10 050 kJ/ m^3, alors que le méthane renferme 32 560 kJ/m^3 [10]. En outre, comme la méthode 8, cette méthode permet de tirer parti du réseau de distribution de gaz naturel existant pour s'alimenter en combustible de base.

Méthode 10 Production d'hydrogène décentralisée à l'aide d'un reformeur de méthanol

La méthode 10 utilise également un reformeur pour produire de l'hydrogène à la station-service. Le combustible liquide est la matière d'alimentation du procédé. Comme dans le cas du reformeur de méthane vapeur, on suit un procédé en deux étapes. La première étape consiste à briser la molécule de méthanol :

$$CH_3OH + \text{chaleur} \Rightarrow CO + 2H_2 \qquad (4)$$

puis il y a production de monoxyde de carbone, qui est combiné à de la vapeur;

$$CO + H_2O + \text{chaleur} \Rightarrow H_2 + CO_2, \qquad (5)$$

ce qui produit du dioxyde de carbone et de l'hydrogène additionnel.

---

[10] Cependant, il convient de noter que l'hydrogène possède un rapport énergie/poids supérieur à celui d'autres combustibles. Par exemple, le pouvoir calorifique inférieur (PCI) de l'hydrogène (à 25 °C et à une pression de 1 atm) est de 119,9386 kJ/g, alors que celui du méthane est de 50,02 kJ/g, et celui de l'essence est de 44,5 kJ/g.

Comme dans le cas du reformeur de méthane vapeur, l'avantage de ce procédé est que le méthanol possède une énergie volumique plus élevée que celle de l'hydrogène (15 800 100 kJ/m^3 pour le méthanol, comparativement à 8 491 000 kJ/m^3 pour l'hydrogène à l'état liquide) et, à ce titre, le méthanol est un moyen de transport plus efficace de l'énergie vers les stations-services.

L'une des différences entre cette méthode et la méthode 9 est que l'infrastructure de distribution existante suffit pour alimenter les stations-services en gaz naturel, alors qu'une nouvelle infrastructure de distribution est requise pour le méthanol[11].

11) Production d'hydrogène décentralisée à l'aide d'un reformeur d'essence

La méthode finale est le reformage de l'essence. À l'heure actuelle, il n'existe pas de reformeurs d'essence commerciaux, mais plusieurs compagnies[12] possèdent des reformeurs de naphta. Le processus suivi dans cette méthode est semblable au processus de reformage du méthane vapeur, où le combustible est combiné à de la vapeur à haute température et subit l'action d'un catalyseur en vue de produire de l'hydrogène. L'utilisation d'octane comme substitut de l'essence, permet d'obtenir la réaction suivante :

$$C_8H_{18} + 8H_2O + \text{chaleur} \Rightarrow 8CO + 17H_2 \qquad (6)$$

Dans une réaction secondaire, le monoxyde de carbone se combine à de la vapeur pour produire de l'hydrogène et du dioxyde de carbone.

$$8CO + 8H_2O + \text{chaleur} \Rightarrow 8CO_2 + 8H_2 \qquad (7)$$

Cette méthode présente deux avantages sur la plan opérationnel. D'abord, comme le gaz naturel et le méthanol, l'essence possède une énergie volumique supérieure à celle de l'hydrogène gazeux (31 150 000 kJ/m^3). Deuxièmement, il existe un réseau de distribution en place qui permet d'acheminer l'essence aux stations-services.

---

[11] Bien que l'infrastructure de distribution de l'essence actuelle pourrait être mise à niveau en vue de la distribution du méthanol, le réseau de distribution de l'essence doit continuer à distribuer de l'essence qui sera utilisée dans les véhicules MCI jusqu'au moment où d'autres véhicules utilisant des carburants de remplacement seront la norme pour ce qui est des véhicules utilitaires légers.

[12] Voir Levelton Engineering (2002)

1-2) Élaboration du modèle

Le modèle utilisé dans la présente étude possède trois composantes fondamentales. Les besoins en combustible et en carburant du parc de véhicules sont déterminés dans la première composante. La deuxième composante (« du puits au réservoir ») utilise l'information obtenue à l'aide de la première composante en vue de déterminer la capacité de production de l'équipement. La composante finale, « du réservoir à la roue » utilise le prix du combustible déterminé dans la composante « du puits au réservoir » afin de déterminer le coût total par kilomètre associé à chacun des modes de production.

Au cours des dix ou quinze dernières années, de nombreuses études portant sur les coûts potentiels de l'hydrogène utilisé comme carburant routier et sur les coûts des VPAC ont été publiés. Cependant, un certain nombre de ces études ont déterminé les estimations de coût sans se fonder sur des informations pertinentes. C'est pourquoi nous avons surtout utilisé des estimations.

Dans cette étude, les caractéristiques de performance de l'équipement de production ou des véhicules modélisés sont fondées sur des informations statistiques ou des caractéristiques de performance réelles lorsque ces données sont disponibles. Les estimations obtenues dans la documentation sont alors utilisées pour compléter les données. Dans certains cas, l'étude utilise des données tirées de la documentation qui sont fondées sur des informations de coût direct. Par exemple, Thomas (2001) et Myers (2002) ont estimé le coût de la production d'hydrogène décentralisée à petite échelle et des systèmes de distribution, fondé sur des cotes de coût obtenues auprès de différents fabricants, en utilisant la méthode appelée *Conception pour la fabrication et l'assemblage* (« CFA »). La méthode CFA rassemble les coûts de l'obtention et de l'assemblage des composantes nécessaires pour la machinerie et l'équipement en cause. Cette source est plus fiable que les sources qui reposent sur des estimations contenues dans la documentation, ou sur des estimations fondées sur des statistiques de coût général.

Le prix du carburant est dérivé de sources industrielles, comme l'*Ontario Independent Electricity Marketing Operator*, ou de Statistique Canada.

1-2.1) Détermination des besoins en carburant

Quelques intrants de base sont requis pour déterminer les besoins totaux en carburant pour l'équipement de production que l'on entend modéliser. Ceux-ci comprennent notamment :

- le rendement du carburant et la capacité du réservoir des véhicules à essence et à diesel
- le rendement du carburant et la capacité du réservoir des VPAC
- la distance annuelle moyenne parcourue
- la taille globale du parc

Le rendement du carburant pour les véhicules utilitaires légers MCI et les VPAC a été fourni par Ressources naturelles Canada (« RNCan »). La distance annuelle moyenne parcourue par un véhicule utilitaire léger est précisée dans l'Enquête sur les véhicules au Canada. La distance annuelle moyenne parcourue (en kilomètres) par un VPAC

utilitaire léger est présumée être égale à la distance parcourue par un véhicule utilitaire léger MCI.

À l'aide de ces données et de la taille présumée du parc de véhicules utilitaires légers, on peut déterminer la taille du parc de véhicules utilitaires légers ainsi que les besoins en carburant du parc. Ces données sont présentées au tableau 1.

Tableau 1 Besoins en carburant du parc de véhicules utilitaires légers

	Véhicule utilitaire léger MCI	VPAC utilitaire léger
Rendement du carburant	0,1118 l/km	0,1558 Nm^3/km
Consommation d'énergie	3,4831 MJ/km	1,8868 MJ/km
Distance annuelle moyenne parcourue	16 700 km	16 700 km
Taille du parc	5 000	5 000
Besoins annuels en carburant (volume)	9 336 710 litres	13 006 231 Nm^3
Besoins annuels en carburant (énergie)	290 838 507 MJ	157 543 820 MJ

Des calculs semblables sont effectués en vue de déterminer les besoins en carburant pour le parc de véhicules utilitaires lourds destinés au transport en commun. Le kilométrage des véhicules utilisés pour le transport en commun est basé sur différentes sources conformes qui l'évalue entre 3,5 à 4,5 milles au gallon.

Le facteur de consommation de carburant pour un VPAC de transport en commun correspondant à une fois et demie l'efficacité du carburant d'un véhicule alimenté au diesel. Bien que certaines sources indiquent un niveau d'efficacité du carburant potentiel de 10 milles au gallon[13] pour les VPAC utilisés dans le transport en commun, cela correspondrait environ à deux fois et demie l'économie de carburant d'un autobus classique alimenté au diesel. Compte tenu du fait que le rendement du carburant du VPAC utilitaire léger modélisé équivaut à peu près au double du rendement d'un MCI à essence, et compte tenu du fait que les moteurs au diesel sont plus efficaces que les moteurs à essence, on pourrait croire qu'il n'y a pratiquement aucun avantage à passer d'un moteur au diesel à un VPAC, comparativement à passer d'un moteur à essence à un VPAC. En réalité, c'est l'inverse qui se produit.

Les conditions d'opération des véhicules de transport en commun varient considérablement selon les régions. Les facteurs en jeu comprennent le nombre d'arrêts et de départs requis, les caractéristiques topographiques de la région et les températures ambiantes. À ce sujet, il n'existe aucune statistique réellement représentative des conditions dans les municipalités au Canada. Comme des données moyennes ne seraient pas représentatives d'une municipalité donnée, dans la présente étude les paramètres d'opération des véhicules utilitaires lourds sont fondés sur les données opérationnelles réelles pour un véhicule de transport en commun d'une municipalité choisie.

La distance annuelle moyenne parcourue par un véhicule à MAC de transport en commun est fondée sur des données opérationnelles obtenues auprès de la Toronto Transit Commission (TTC), et l'on présume que les VPAC de transport en commun seront requis pour couvrir la même distance. Le tableau 2 présente les données pour le parc de véhicules de transport en commun.

---

[13] Voir, par exemple, le forum sur la technique du diesel « Comparison of Transit Bus Fuel Options ».

Tableau 2 Besoins en carburant du parc de véhicules de transport en commun

	Autobus lourds MAC	Autobus lourds à pile à combustible
Rendement du carburant	0,5877 l/km	1,0169 Nm^3/km
Consommation d'énergie	18,4759 MJ/km	12,3172 MJ/km
Kilométrage annuel moyen	70 000 km	70 000 km
Taille du parc	500	500
Besoins annuels en carburant (volume)	20 570 652 litres	35 590 279 Nm^3
Besoins annuels en carburant (énergie)	646 654 908 MJ	431 103 272 MJ

Une fois que les besoins annuels en carburant ont été calculés, les paramètres des stations-services sont déterminés. Dans le cas des véhicules utilitaires légers, le point de départ consiste à fournir un nombre représentatif de la contenance du réservoir à carburant pour les deux véhicules. La contenance du réservoir à carburant est déterminée en calculant la quantité de carburant nécessaire pour assurer une autonomie d'environ 475 km[14]. La quantité moyenne de carburant consommée par jour a été calculée d'après ce nombre et d'après le kilométrage quotidien. On peut ainsi déterminer le nombre de jours pouvant s'écouler avant le ravitaillement en carburant.

Les données sur la quantité moyenne de carburant consommée par un véhicule MCI dans une station-service par année sont tirées des rapports annuels d'Imperial Oil. Ce nombre, ainsi que le nombre de jours qui s'écoulent entre les étapes de ravitaillement en carburant d'un véhicule utilitaire léger MCI, ont été utilisés pour déterminer le nombre de véhicules utilitaires légers MCI alimentés par une station-service, et la quantité moyenne de carburant traitée chaque heure par la station. Dans le cas des stations-services qui alimentent des véhicules utilitaires légers à piles à combustible, on suppose que la station alimente le même nombre de véhicules qu'une station qui alimente des véhicules à MCI. Cela permet de déterminer la capacité annuelle de la station, ainsi que la quantité moyenne de carburant traitée par heure. Les données relatives aux stations-services qui alimentent des véhicules légers personnels sont présentées au tableau 3.

Tableau 3 Stations-services du parc de véhicules utilitaires légers

	MCI	PACH
Portée du véhicule	475 km	475 km
Contenance du réservoir à carburant (volume)[15]	53 litres	74 Nm^3
Contenance du réservoir à carburant (énergie)	1 654 MJ	896 MJ
Carburant consommé par jour (volume)	5 litres	7 Nm^3
Carburant consommé par jour (énergie)	159 MJ	86 MJ
Nombre de jours entre les étapes de ravitaillement en carburant	10	10
Capacité annuelle de la station-service (volume)	4 500 000 litres	6 268 593 Nm^3

[14] À la fois en ville et sur l'autoroute. D'autres études ont utilisé un chiffre cible qui correspond à une portée de 600 km, mais ce nombre est habituellement associé à la conduite sur l'autoroute. Cette autonomie est fondée sur des paramètres de conception de véhicule MCI actuels.

[15] À noter que cela ne décrit pas les dimensions physiques réelles du réservoir de carburant, étant donné que l'hydrogène sera stocké à l'état comprimé ou liquéfié dans le véhicule.

Capacité annuelle de la station-service (énergie)	140 175 000 MJ	75 931 159 MJ
Quantité moyenne de carburant traitée par jour (volume)	12 329 litres	10 195 Nm^3
Quantité moyenne de carburant traitée par jour (énergie)	384 048 MJ	123 492 MJ
Nombre de véhicules ravitaillés quotidiennement[16]	232	232
Nombre de véhicules alimentés par station	2 410	2 410
Nombre total de stations requises	2	2
Nombre de pompes à essence par station	8	8

Des calculs semblables ont été effectués pour les stations-services qui alimentent des véhicules du transport en commun.

Dans le cas des véhicules du transport en commun, la contenance du réservoir à carburant est établie à 450 litres, d'après les caractéristiques des autobus urbains alimentés au diesel de type courant qui possèdent des réservoirs dont la contenance se situe entre 100 et 150 gallons.[17] On suppose qu'une station-service pourrait alimenter 20 autobus de transport en commun. Grâce à ces deux données additionnelles, et les caractéristiques du véhicule utilitaire léger mentionnées au tableau 3, les autres paramètres des stations-services peuvent être déterminés. Les données se rapportant aux stations-services alimentant des véhicules utilitaires lourds sont présentées au tableau 4.

Tableau 4 Stations-services du parc de véhicules utilitaires lourds

	MCI utilitaires lourds	VPAC utilitaires lourds
Portée du véhicule	766 km	766 km
Contenance du réservoir à carburant (volume)	450 litres	779 Nm^3
Contenance du réservoir à carburant (énergie)	14 018 MJ	9 431 MJ
Carburant consommé par jour (volume)	113 litres	195 Nm^3
Carburant consommé par jour (énergie)	3 511 MJ	2 362 MJ
Nombre de jours entre les étapes de ravitaillement en carburant	4	4
Capacité annuelle de la station-service (volume)	10 285 326 litres	17 795 140 Nm^3
Capacité annuelle de la station-service (énergie)	320 387 908 MJ	215 551 636 MJ
Quantité moyenne de carburant traitée par jour (volume)	28 179 litres	48 754 Nm^3
Quantité moyenne de carburant traitée par jour (énergie)	877 775 MJ	590 552 MJ
Nombre de véhicules ravitaillés quotidiennement	63	63
Nombre de véhicules alimentés par station	250	250
Nombre total de stations requises	2	2
Nombre de pompes à essence par station	2	2

[16] Étant donné que les véhicules MCI et les véhicules PACH parcourent la même distance moyenne, et qu'ils possèdent la même autonomie avec un réservoir de carburant, le nombre de jours qui s'écoulent entre les étapes de ravitaillement et le nombre de véhicules ravitaillés quotidiennement sera le même.

[17] Par exemple, un autobus diesel à plancher surbaissé Orion VII possède un réservoir dont la capacité s'élève à 125 gallons US, ou 473 litres.

1-2.2) Composante du puits au réservoir

L'élaboration du modèle du puits au réservoir pour la production d'essence et de diesel diffère de celle de l'hydrogène : le prix de vente du carburant et son taux de rendement sont présentés. La production d'hydrogène comme combustible tient compte de la structure de coûts tel qu'indiqué; le prix de vente de l'hydrogène et les taux de rendement sont des variables déterminées par le modèle.

Le prix de l'essence est le prix fixé, car l'on suppose qu'il s'agit d'un marché bien établi et, par conséquent, tout projet d'investissement permettrait de vendre au prix du marché. Le taux de rendement de l'essence ou du diesel est également un paramètre fixe, car il est utilisé de manière à servir de repère dans la comparaison du taux de rendement des projets d'investissement dans la production d'hydrogène. Avec ces deux paramètres, les différentes composantes de coûts de l'essence constituent des intrants dans le modèle qui prennent la forme de pourcentage fixe du prix de vente. Cette méthode comporte des conséquences qui surviennent plus tard dans l'analyse au moment de l'examen des coûts des pipelines.

Pour ce qui est de la production d'hydrogène, la structure de coûts et les caractéristiques de performance sont fixées en relation avec la quantité d'hydrogène produite. Une fois que les profils de coûts sont établis, le modèle détermine le prix de vente de l'hydrogène soit pour déterminer un taux de rendement donné, ou pour déterminer le taux de rendement en utilisant un prix pour l'hydrogène qui donne le même rapport coût/kilométrage que l'essence.

Les différents coûts associés aux méthodes de production sont les suivants :

- coûts de l'équipement de production
- coûts de l'équipement d'approvisionnement (pipelines, etc.)
- coûts de l'équipement des stations-services
- coûts de l'énergie primaire
- coûts des autres énergies et des autres intrants importants (p. ex. l'eau)
- coûts d'entretien et frais généraux
- frais d'intérêts

Les coûts de production propres à certaines méthodes particulières sont discutés ci-après.

Le taux d'amortissement aux fins de la comptabilité est précisé pour chaque catégorie d'équipement, ce qui permet de déterminer les coûts annuels de l'équipement de production, d'approvisionnement et d'avitaillement en carburant. Les coûts d'entretien correspondent à 10 % des coûts en capital annuels.

Les intérêts débiteurs sont basés sur un taux d'intérêts présumé de 5 % et sur un ratio capitaux d'emprunts/capitaux propres de trois pour deux[18]. Ce ratio est présumé constant pour toutes les méthodes de production.

Les coûts associés aux stations-services comprennent les pompes à carburant et la capacité de stockage sur place[19]. Dans le cas des stations-services qui alimentent des

---

[18] Cela équivaut à peu près au ratio capitaux d'emprunts/capitaux propres de Imperial Oil Canada, tel qu'indiqué dans son rapport annuel 2002.

[19] Voir tableau 5.

VPAC utilitaires légers, à un débit moyen de 514 litres d'essence par heure, cela prendrait environ 6 minutes pour remplir le réservoir d'une voiture[20]. Ainsi, on suppose que chaque station-service devra posséder un réservoir de stockage lui permettant de fournir du carburant pour une journée[21].

Les coûts des stations-services qui distribuent de l'essence et du diesel seront différents des coûts des stations qui distribuent de l'hydrogène. Par exemple, les réservoirs de stockage des stations à hydrogène posséderont une composante de compression. En outre, le distributeur de combustible (hydrogène) doit pouvoir traiter du combustible hautement comprimé. Les coûts inhérents à cette situation sont discutés ci-après.

Les coûts associés aux terrains et aux immeubles ne sont pas compris dans les stations de ravitaillement en combustible pour différentes raisons. D'abord, ces coûts dépendent grandement de l'emplacement de la station. Deuxièmement, ces coûts ne sont pas tellement différents dans le cas d'un investissement dans une station-service à hydrogène ou dans une station à produits pétroliers. Troisièmement, au moins durant la période de transition initiale, il est probable que ces stations-services ne se trouvent pas dans de nouveaux emplacements, mais qu'elles soient plutôt ajoutées à des emplacements existants qui possèdent déjà l'infrastructure nécessaire. De même, les terrains, immeubles et structures (p. ex. bureaux) sont exclus des coûts de l'équipement de production et de la machinerie.

Les prix des produits et les prix de l'énergie utilisés dans le modèle sont présentés au tableau 5.

Tableau 5 Prix des produits et prix de l'énergie dans le modèle

	Prix	Source
Électricité	5,624 ¢/kWh	Ontario Independent Electricity Marketing Operator
Essence – prix de détail (avant la taxe de vente et la taxe d'accise)	44,7 ¢/litre	MJ Ervin
Essence – prix de gros	39,3 ¢/litre	MJ Ervin
Diesel – prix de détail (avant la taxe de vente et la taxe d'accise)	46,9 ¢/litre	MJ Ervin
Méthanol	23,0 ¢/litre	Methanex
Gaz naturel	27,74 ¢/m^3	Statistique Canada
Eau	0,32 ¢/m^3	Environnement Canada

Méthodes 1 et 2) Production centralisée d'essence et de diesel dans une raffinerie de pétrole

Les données relatives aux méthodes de production d'essence et de diesel ont été tirées d'un rapport du *Department of Energy* des États-Unis, intitulé : *Energy Information Administration Weekly Petroleum Status Report* (dossier de données historiques) et du *Petroleum Marketing Monthly*, du *Monthly Crude Oil Report* de l'Association canadienne des producteurs de pétrole, du document de MJ Ervin & Associates intitulé *Fuel Facts*

---

[20] C'est ainsi que l'on calculait les besoins en carburant, car la station était conçue pour alimenter 232 voitures par jour, ou 24 heures, ou une voiture toutes les 6 minutes.

[21] Thomas (2001) a réalisé une analyse sur les exigences en matière de distribution et de stockage et a déterminé que les exigences en matière de stockage correspondaient seulement à 40 % de la production maximale quotidienne. Par souci de prudence, on utilise une capacité de stockage additionnelle dans la présente étude.

Price Monitor (différents numéros) et de l'étude intitulée *Canadian Retail Petroleum Markets Study*.

On présume que les structures de coûts pour les méthodes de production d'essence et de diesel sont identiques, parce qu'une raffinerie unique permettrait de produire les deux carburants[22]. Cependant, il existera différentes structures de coûts pour les chaînes d'approvisionnement connexes et les stations-services.

Les différences de coûts pour les chaînes d'approvisionnement reflèteront le fait qu'un nombre semblable de stations-services doit être disponible (21 pour l'essence, et 25 pour le diesel), mais que seulement un quart de la quantité de carburant est transporté vers les stations-services qui distribuent du diesel. La chaîne d'approvisionnement modélisée suppose la présence d'un pipeline de 100 à 200 kilomètres vers un point de distribution central, et prévoit le transport par camion du point de distribution central vers les stations-services individuelles. Comme la majeure partie des coûts d'approvisionnement sont liés aux pipelines, les coûts d'approvisionnement absolus pour les deux chaînes sont semblables. Il en résulte un coût d'approvisionnement supérieur par litre de carburant pour la méthode de production au diesel.

Le Conference Board of Canada a produit un rapport intitulé *The Final Fifteen Feet of Hose* (2001), qui contient des données sur les coûts en capital associés à des stations-services de taille variée. D'après ces données, le coût des biens d'investissement pour chaque station-service à essence a été fixé à 140 000 $[23], dont 60 000 $ alloués aux réservoirs de stockage et 80 000 $ pour l'équipement de distribution.

Le tableau 6 précise les structures de coûts pour les méthodes de production d'essence et de diesel.

Tableau 6 Structures de coûts pour la production d'essence et de diesel ($/MJ de carburant produit)

	Essence	Diesel
Coûts des intrants de l'énergie primaire	0,0097 $	0,0088 $
Autres coûts énergétiques	0,0009 $	0,0009 $
Frais généraux et coûts de la main-d'œuvre	0,0010 $	0,0028 $
Coûts de l'équipement de production	0,0008 $	0,0007 $
Coûts de l'approvisionnement	0,0003 $	0,0003 $
Coûts des stations-services	0,0001 $	0,0000 $
Frais d'intérêts	0,0006 $	0,0006 $
Coûts totaux par MJ de carburant, avant impôt sur le revenu	**0,0134 $**	**0,0141 $**

[22] Le ratio essence/diesel d'une raffinerie de pétrole serait supérieur à la moyenne dans le cas d'un exploitant nord-américain, qui est de quatre pour un, plutôt que la moyenne mondiale qui est de deux pour un.

[23] On utilise les données du « site B » pour le coût des biens d'investissement, qui s'élève à 240 000 $ puis on réduit le nombre de manière à inclure seulement l'équipement utilisé pour le ravitaillement en carburant, c'est-à-dire que l'on exclut l'équipement utilisé dans le dépanneur et dans l'établissement de restauration-minute sur le site.

Méthodes 3, 4, 5 et 6 Production d'hydrogène centralisée à l'aide d'électrolyse utilisant l'électricité générée par une centrale nucléaire, une centrale alimentée au charbon, une éolienne et une petite centrale hydroélectrique

On suppose que les méthodes de production d'hydrogène dans un endroit centralisé à l'aide d'électrolyse comporteront généralement la même structure de coûts. Cependant, ces méthodes diffèrent pour ce qui est des externalités associées à la méthode de production, que nous verrons plus loin à la partie 2 de la présente étude.

En fait, ces méthodes présentent certaines différences pour ce qui est de la structure de coûts. Par exemple, la distance de certaines sources d'électricité par rapport aux centres urbains peut varier considérablement, ce qui pourrait avoir une incidence sur le coût du pipeline requis pour approvisionner les lieux en hydrogène.

En outre, le coût interne de la production d'électricité pour l'électrolyse varie d'une source à l'autre. Par conséquent, le changement interne pour la consommation d'électricité en vue de la production d'hydrogène varie elle aussi d'une source à l'autre. Cependant, on peut supposer que le prix payé pour l'électricité consommée dans le processus d'électrolyse correspondra au taux du marché courant dans chacun de ces procédés, ce qui reflète le coût de vente de l'électricité au réseau[24].

Le procédé de production d'hydrogène centralisée nécessite environ 10 800 Nm^3 d'hydrogène par heure pour approvisionner à la fois les VPAC utilitaires légers et utilitaires lourds. L'un des avantages souvent mentionné pour l'électrolyse est qu'il est facile d'augmenter ou de diminuer ce procédé pour produire les volumes requis. L'augmentation de la production est réalisée simplement en ajoutant des systèmes d'électricité modulaires additionnels. Ainsi, le coût en capital associé à l'électrolyse est habituellement considéré comme étant linéaire par rapport au volume de production. Les estimations contenues dans la documentation pour les coûts en capital des électrolyseurs industriels se situent entre 250 $US/kw et 1 000 $US/kw. Pour le scénario de référence de la présente étude, on utilise le nombre de 600 $US/kw[25]. Une analyse de sensibilité portant sur cette hypothèse est également réalisée.

Pour l'analyse des principaux intrants du procédé de production, le modèle utilise des données sur la performance fournies par Ressources naturelles Canada, qui indiquent 4,9 kWh d'électricité consommés par Nm^3 d'hydrogène produit. En outre, les données de Norsk Hydro Electrolysers AS indiquent une consommation d'environ 1 litre d'eau par Nm^3 d'hydrogène produit.

Les estimations contenues dans la documentation pour ce qui est des coûts de pipeline transportant l'hydrogène se situent entre 220 000 $ et 870 000 $ par kilomètre[26] selon que le pipeline traverse des zones rurales ou des zones urbaines. Environ 100 kilomètres de pipeline seront requis pour alimenter les stations-services dont il est question dans cette étude. Le prix moyen du kilomètre est de 600 000 $.

Dans le cas des stations-services à hydrogène, le coût du stockage sur le site est un élément du prix de revient important. Dans différents documents[27] on estime le coût des

---

[24] Il s'agit là d'une hypothèse fortement contestée. Une analyse portant sur l'élasticité du prix de l'électricité sera effectuée, et permettra de déterminer dans quelles mesures ces méthodes de production comportent des avantages ou des inconvénients par rapport à l'essence et au diesel.

[25] Ce nombre est conforme à Mann, MK *et autres* (1999)

[26] Amos (1998), Ogden (1999)

[27] Thomas (2001), Myers (2002)

réservoirs de stockage de gaz comprimé entre 300 $US et 650 $US par kilogramme d'hydrogène. Dans le cas des stations-services alimentées par pipeline, le système de pipeline peut réduire quelque peu la nécessité du stockage sur le site. Cependant, Ogden (1999) conclut que ce genre de « compression dans les pipelines » contiendrait seulement 7 % des besoins quotidiens en carburant, ce qui est pratiquement sans importance.

En plus des réservoirs de stockage de gaz comprimé, la station-service doit posséder un compresseur, ainsi que de l'équipement de distribution de carburant. Les données relatives au coût de cet équipement ont été obtenues auprès de Myers (2002), en supposant une croissance linéaire des coûts par rapport aux estimations de coûts fondées sur des besoins d'approvisionnement en hydrogène quotidiens plus faibles.

Le tableau 9 présente la structure de coûts pour les quatre méthodes d'électrolyse centralisées, et la structure de coûts pour le reformeur de méthane vapeur centralisé.

Méthode 7 Production d'hydrogène centralisée à l'aide d'un reformeur de méthane vapeur

Les estimations contenues dans la documentation pour les coûts de l'équipement de production de l'hydrogène qui utilise un reformeur de méthane vapeur centralisé diffèrent.

Cependant, on estime de façon générale que le coût du reformage du méthane vapeur n'est pas linéaire par rapport aux volumes de production et qu'il est plus rentable à des niveaux de production plus élevés. Simbeck et Chiang (2002), par exemple, estiment les coûts en capital à 3,00 $US par pied^3 standard (« pi^3 std ») de méthane reformé par jour pour un reformeur produisant 1 000 kilogrammes d'hydrogène par jour, mais ces coûts baissent à seulement 0,75 $US par pi^3 (std) de méthane reformé par jour pour un reformeur produisant 100 000 kilogrammes d'hydrogène par jour. Ils soutiennent que ces nombres sont conformes aux nombres fournis par Air Products dans une étude antérieure pour le Department of Energy des États-Unis.

Myers *et autres* (2002) ont réalisé une analyse des coûts potentiels associés à la production d'hydrogène à l'aide d'un petit reformeur de méthane vapeur sur place (52 Nm^3 d'hydrogène par heure). Les coûts en capital de l'équipement de reformage sont estimés à environ 0,39 $US par Nm^3 d'hydrogène produit. Cependant, les deux reformeurs de méthane vapeur modélisés dans cette étude, la grande usine décentralisée et la petite usine sur place sont toutes deux beaucoup plus grandes (environ 5 500 Nm^3 d'hydrogène par heure pour la grande usine et 700 Nm^3 d'hydrogène par heure pour la petite usine). Myers fournit une méthode permettant d'augmenter les coûts en capital pour les grandes usines de production[28]. Cette méthode suppose que les coûts en capital pour un reformeur de méthane vapeur produisant 700 Nm^3 d'hydrogène par heure seraient d'environ 0,10 $US par Nm^3 d'hydrogène produit par année, et qu'ils seraient, pour un reformeur de méthane vapeur produisant 5 500 Nm^3 d'hydrogène par heure, d'environ 0,05 $US par Nm^3 d'hydrogène produit par année. Ces chiffres correspondent à peu près aux chiffres de Simbeck et Chiang. D'après les estimations de coûts de Simbeck et Chiang, le petit reformeur aurait des coûts en capital de 1,38 $US par Nm^3 d'hydrogène produit par année, et le grand reformeur aurait des coûts en capital de 0,35 $US par Nm^3 d'hydrogène produit par année. Les estimations de Simbeck et Chiang seront utilisées pour le scénario de

---

[28] *Coût augmenté = coût original x (capacité augmentée/capacité originale)^exposant d'échelle*, où l'exposant d'échelle = 0,60 pour le reformeur.

référence de cette étude et une analyse de sensibilité sera effectuée à l'aide des estimations de Myers. Comme la méthode de production décentralisée pour les véhicules utilitaires lourds nécessite beaucoup plus de carburant que la méthode de production décentralisée pour les véhicules utilitaires légers, un coût en capital réduit de 2 $US par pied cube standard (pi^3 std) de méthane reformé par jour sera utilisé.

Selon Myers *et autres* (2002), la consommation d'énergie serait d'environ 0,46 m^3 de gaz naturel, et 0,28 kWh d'électricité serait consommé par Nm^3 d'hydrogène produit. Les coûts du pipeline et de l'infrastructure d'alimentation en carburant sont les mêmes que pour la méthode de production centralisée par électrolyse.

Le tableau 7 compare les structures de coûts pour le reformeur de méthane vapeur centralisé et le procédé de production par électrolyse.

Tableau 7 Structure de coûts de la production d'hydrogène centralisée ($/MJ de carburant produit)

	Électrolyse	Reformeur de méthane vapeur
Coûts des intrants de l'énergie primaire	0,0228 $	0,0105 $
Autres coûts énergétiques	0,0009 $	0,0021 $
Frais généraux et coûts de la main-d'œuvre	0,0020 $	0,0017 $
Coûts de l'équipement de production	0,0019 $	0,0020 $
Coûts de l'approvisionnement	0,0051 $	0,0051 $
Coûts des stations-services	0,0013 $	0,0013 $
Frais d'intérêts	0,0046 $	0,0047 $
Coûts totaux par MJ de carburant, avant impôt sur le revenu	**0,0385 $**	**0,0275 $**

Méthode 8 Production d'hydrogène décentralisée utilisant l'électricité « hors réseau »

La structure de coûts pour les électrolyseurs décentralisés de plus petite taille est sensiblement la même que pour les électrolyseurs centralisés. Une différence importante évidemment est qu'il n'y a aucun coût en capital associé aux pipelines de distribution d'hydrogène.

Comme nous l'avons mentionné plus tôt, les coûts en capital pour les électrolyseurs sont généralement considérés comme étant linéaires par rapport aux volumes de production. C'est pourquoi on utilise le même chiffre pour le coût en capital (en dollars/kW) pour cet électrolyseur réduit que pour les modèles plus grands dans les méthodes 3 à 6. Bien que les coûts en capital pour l'équipement de production soient légèrement supérieurs par kW, ce coût en capital supérieur peut être compensé par la nécessité d'acheter de l'équipement de compression additionnel dans le cas des projets de production décentralisée, afin d'alimenter le pipeline. La production décentralisée utilise les mêmes structures de coûts pour les stations-services que les méthodes de production centralisées. Cependant, comme il existe deux types de stations-services modélisées dans la présente étude (stations-services alimentant des véhicules utilitaires lourds et stations-services alimentant des véhicules utilitaires légers), deux profils de coûts distincts doivent être élaborés[29].

[29] La différence entre les deux stations-services est le nombre de distributeurs de carburant, et la taille des installations de stockage.

Les résultats pour la production décentralisée sont présentés au tableau 8, pour les stations-services alimentant des véhicules utilitaires légers et au tableau 9, pour les stations-services alimentant des véhicules utilitaires lourds.

Méthode 9 Production d'hydrogène décentralisée à l'aide d'un reformeur de méthane vapeur

Pour le reformeur de méthane vapeur décentralisé de petite taille, le coût en capital pour le reformeur est basé sur le reformeur de méthane vapeur de petite taille précisé dans Simbeck et Chiang (2002). Les coûts en capital pour le reformeur s'élèvent à 1,38 $ par Nm^3 d'hydrogène produit, et la consommation d'énergie est de 0,46 m^3 de gaz naturel, et 0,28 kWh d'électricité par Nm^3 d'hydrogène produit.

Méthode 10 Production d'hydrogène décentralisée à l'aide d'un reformeur de méthanol

Les données relatives à cette méthode sont tirées d'une analyse effectuée par $S\&T^2$ Consultants Inc. pour Methanex. Les coûts en capital pour le reformeur s'élèvent à 0,21 $ par Nm^3 d'hydrogène produit. Cette méthode exige l'installation d'un réservoir de stockage pour le méthanol qui sera utilisé dans le processus de reformage[30]. L'ajout de ce réservoir de stockage porte les coûts en capital de l'équipement de reformage à 0,22 $ par Nm^3 d'hydrogène produit. Le procédé consomme 0,83 litre de méthanol par Nm^3 d'hydrogène produit et 0,45 kWh d'électricité.

Méthode 11 Production d'hydrogène décentralisée à l'aide d'un reformeur d'essence

Il existe très peu d'information dans la documentation sur les coûts en capital associés à un reformeur d'essence. Le coût en capital du reformeur de méthane vapeur peut être utilisé comme modèle[31], car les deux procédés sont semblables. Les coûts d'exploitation du reformeur d'essence sont basés sur l'étude de Levelton (2002), qui suppose une consommation d'essence au rythme de 0,51 kg d'essence par Nm^3 d'hydrogène produit et 0,33 kWh d'électricité.

---

[30] On suppose que le méthanol est fournit par camion, plutôt que par pipeline.

[31] Aucun réservoir de stockage additionnel pour la matière d'alimentation (combustible) livrée n'est ajouté dans ce cas, car on suppose que le reformeur sera installé dans une station-service existante, qui possède déjà des installations de stockage d'essence.

Tableau 8 Structure de coûts de la production d'hydrogène décentralisée ($/MJ de carburant produit) dans une station-service alimentant des véhicules utilitaires légers

	Électrolyse	Reformage du méthane vapeur	Reformage du méthanol	Reformage de l'essence
Coûts des intrants de l'énergie primaire	0,0228 $	0,0105 $	0,0158 $	0,0238 $
Autres coûts énergétiques	0,0009 $	0,0021 $	0,0029 $	0,0024 $
Frais généraux et coûts de la main-d'œuvre	0,0012 $	0,0019 $	0,0009 $	0,0022 $
Coûts de l'équipement de production	0,0019 $	0,0081 $	0,0010 $	0,0081 $
Coûts de l'approvisionnement	0,0000 $	0,0000 $	0,0000 $	0,0000 $
Coûts des stations-services	0,0015 $	0,0015 $	0,0016 $	0,0016 $
Frais d'intérêts	0,0016 $	0,0053 $	0,0011 $	0,0054 $
Coûts totaux par MJ de carburant, avant impôt sur le revenu	**0,0299 $**	**0,0296 $**	**0,0234 $**	**0,0435 $**

Tableau 9 Structure de coûts de la production d'hydrogène décentralisée ($/MJ de carburant produit) dans une station-service de véhicules utilitaires lourds de transport en commun

	Électrolyse	Reformage du méthane vapeur	Reformage du méthanol	Reformage de l'essence
Coûts des intrants de l'énergie primaire	0,0228 $	0,0105 $	0,0158 $	0,0238 $
Autres coûts énergétiques	0,0009 $	0,0021 $	0,0029 $	0,0024 $
Frais généraux et coûts de la main-d'œuvre	0,0011 $	0,0014 $	0,0008 $	0,0017 $
Coûts de l'équipement de production	0,0019 $	0,0054 $	0,0010 $	0,0054 $
Coûts de l'approvisionnement	0,0000 $	0,0000 $	0,0000 $	0,0000 $
Coûts des stations-services	0,0012 $	0,0012 $	0,0012 $	0,0012 $
Frais d'intérêts	0,0015 $	0,0036 $	0,0010 $	0,0036 $
Coûts totaux par MJ de carburant, avant impôt sur le revenu	**0,0294 $**	**0,0243 $**	**0,0228 $**	**0,0381 $**

1-2.3) Calcul de l'impôt sur le revenu

Les aspects relatifs à l'impôt sur le revenu pour chacun des projets d'investissement dans la production de carburant sont évalués d'après les conséquences fiscales d'un nouvel investissement par une société qui existe déjà une fois que la date d'échéance de l'investissement est atteinte. Ce calcul repose sur un certain nombre d'hypothèses. Plus particulièrement, la date d'échéance de l'investissement signifie que l'investissement est entièrement opérationnel et qu'il génère les niveaux de production attendus. Cela signifie également qu'il n'y a aucune perte fiscale non utilisée, ce qui est courant pour une jeune entreprise.

En outre, en supposant qu'il s'agit d'un investissement fait par une entreprise qui existe déjà et non d'un nouvel investissement dans la juridiction, nous pouvons supposer que

certaines déductions de base qui possèdent des seuils (p. ex. la déduction de 10 000 000 $ pour les grandes entreprises) ayant déjà été utilisés pour les opérations existantes de la société.

En outre, les coûts fiscaux sont les responsabilités fiscales annuelles moyennes pendant la durée de vie de l'investissement, que l'on estime à 20 ans pour la présente étude. Cela permet d'obtenir la valeur moyenne des déductions fiscales pour les investissements de capitaux. On obtient cette valeur en calculant le taux réel moyen d'amortissement aux fins de l'impôt déterminé pour chaque catégorie de propriété, pour la période de 20 ans[32]. Ce taux réel moyen est ensuite utilisé à la place du taux statutaire afin de calculer la déduction d'amortissement.

Le taux d'amortissement comptable et le taux d'amortissement aux fins de l'impôt pour chaque catégorie d'équipement sont présentés au tableau 10 ci-dessous.

Avec la structure fiscale en place, il existe deux moyens de déterminer le taux de rendement après impôt pour l'investissement. La première méthode consiste à choisir un prix pour l'hydrogène qui permettrait d'atteindre un taux de rendement fixé. La deuxième méthode consiste à déterminer un prix pour l'hydrogène qui rendrait l'hydrogène concurrentiel avec l'essence, pour ce qui est du rapport $/kilomètre parcouru, puis à déterminer le taux de rendement basé sur ce prix de vente.

Tableau 10 Traitement d'amortissement comptable et d'amortissement aux fins de l'impôt pour les immobilisations

Type d'équipement	Durée de vie prévue (amortissement)	Traitement fiscal	
		Déduction pour amortissement (« DPA »)	Taux DPA
Machinerie et équipement de production	20 ans	Catégorie 43	30 %
Pipelines	20 ans	Catégorie 1	4 %
Véhicules	10 ans	Catégorie 10	30 %
Réservoirs de stockage du gaz et de l'eau	10 ans	Catégorie 6	10 %
Compresseurs	10 ans	Catégorie 8	20 %
Distributeurs de combustible	10 ans	Catégorie 8	20 %

1-2.4) Composantes du « réservoir à la roue »

La composante du réservoir à la roue comprend les éléments de coûts suivants et les variables liées au rendement du véhicule :

- coût d'achat du véhicule
- frais d'entretien annuels
- taux d'intérêt pour le financement
- durée de vie prévue du véhicule
- kilomètres parcourus par année

[32] On peut voir qu'au fil du temps, le taux effectif de l'amortissement aux fins de l'impôt s'approche du taux d'amortissement comptable. Dans la présente étude, on suppose que le capital est remplacé au taux d'amortissement comptable. Ainsi, pendant la période de 20 ans, le taux effectif moyen d'amortissement aux fins de l'impôt s'approche du taux de remplacement.

- carburant consommé par kilomètre

Les autres coûts d'exploitation du véhicule, comme les assurances, ne sont pas inclus dans le modèle, car ils ne devraient pas être très différents d'une catégorie de véhicules à l'autre, et par conséquent, n'auraient aucune incidence sur la différence absolue entre les coûts[33].

Le coût du carburant pour les véhicules est alors déterminé de manière endogène, d'après le prix du carburant tel que déterminé dans la composante du puits au réservoir et les variables relatives au rendement des véhicules spécifiées de manière exogène.

1) Véhicules personnels légers à moteur à combustion interne

Le modèle pour le véhicule utilitaire léger à MCI est fondé sur les données de Statistique Canada contenues dans l'*Enquête sur les véhicules au Canada* (2001)[34]. Ainsi, les données reflèteront les caractéristiques de rendement d'un véhicule utilitaire léger moyen actuellement sur les routes, plutôt que les caractéristiques de rendement améliorées des véhicules les plus récents. Cela s'inscrit dans l'analyse des incidences du remplacement des stocks de véhicules actuels par des VPAC.

Les données relatives au prix d'achat des véhicules utilitaires légers sont tirées de l'*Enquête sur les ventes de véhicules neufs* (avril 2003). Les coûts de fonctionnement et d'entretien ainsi que les taux d'intérêt du financement sont tirés du document intitulé *Coût d'utilisation d'une automobile : édition 2003* de l'Association canadienne des automobilistes (2003).

Le tableau 11 présente les données relatives aux véhicules utilitaires légers MCI, comparativement aux VPAC légers.

2) Véhicules personnels légers à pile à combustible à l'hydrogène

Le prix d'achat d'un VPAC utilitaire léger est présumé être 15 % plus élevé que celui d'un véhicule équivalent MCI. Ces données sont fondées sur une analyse de la documentation portant sur les coûts de production de masse des carburants de remplacement[35], et sont conformes aux affirmations de divers fabricants de véhicules concernant la différence dans le coût d'objectif.

De nombreux promoteurs des VPAC estiment que ces véhicules généreront des coûts d'entretien plus faibles, et des durées de vie plus longues, principalement en raison du fait que le nombre de pièces mécaniques est moins élevé. Cependant, il n'existe actuellement aucune donnée visant à appuyer ou à réfuter cette théorie étant donné le nombre limité de ce genre de véhicules. Par conséquent, aux fins de la présente étude, les coûts d'entretien annuels et la durée de vie prévue ont été établis comme étant égaux à ceux d'un véhicule MCI.

Les frais de financement et le kilométrage annuel sont également considérés comme étant égaux à ceux d'un véhicule MCI, car ces variables ne dépendent pas de la technologie utilisée. Les données relatives à la consommation de carburant d'un VPAC proviennent de RNCan, tel qu'indiqué au paragraphe 1-2.1, où les besoins en carburant des véhicules sont indiqués.

---

[33] Bevilacqua Knight Inc. (2001)

[34] Les données de l'enquête 2002 ont été publiées récemment et l'étude sera mise à jour d'après ces nouvelles données.

[35] Thomas *et autres* (2000)

Le tableau 11 présent les données relatives aux véhicules PACH personnels légers, comparativement aux données relatives aux véhicules MCI.

Tableau 11 Données relatives aux véhicules utilitaires légers MCI et aux VPAC

	Véhicule MCI	VPAC
Prix d'achat du véhicule	24 800 $	28 520 $
Coûts d'entretien annuels et coûts des assurances	795 $	795 $
Taux d'intérêt pour le financement	6,50 %	6,50 %
Durée de vie prévue	14 ans	14 ans
Coûts annuels du financement	438 $	504
Kilométrage par année	16 700	16 700
Coûts du kilomètre, excluant le carburant	**0,2877 $**	**0,3075 $**

3) Véhicules utilitaires lourds MAC pour le transport en commun

Le modèle de véhicule MAC pour le transport en commun est fondé principalement sur des données recueillies par Orion Bus Industries et par la Toronto Transit Commission (TCC)[36]. Orion Bus Industries a fourni le prix d'achat moyen ainsi que la durée de vie moyenne prévue. La TTC a fourni le kilométrage annuel moyen. Les coûts d'entretien sont présumés être égaux à l'amortissement du véhicule, et la consommation de carburant par kilomètre est fondée sur différentes sources.

Les données relatives aux véhicules MAC de transport en commun sont indiquées et comparées à celles du VPAC dans le tableau 12.

4) Véhicules à pile à combustible à l'hydrogène utilisés dans le transport en commun

Le prix d'achat d'un VPAC pour le transport en commun produit à grande échelle est présumé être supérieur de 15 % à un véhicule équivalent MAC, d'après la bonification utilisée pour les VPAC utilitaires légers. La durée de vie prévue, le kilométrage annuel et les coûts d'entretien sont tous présumés être égaux à ceux du véhicule MAC.

Le VPAC destiné au transport en commun modélisé ici est dérivé des exigences de performance pour les VPAC utilitaires légers. Le VPAC utilitaire léger est presque deux fois plus efficace que le véhicule MCI à l'essence, alors on suppose ici que, comme les moteurs au diesel sont habituellement déjà plus efficaces que les moteurs à essence, les gains d'efficacité du VPAC utilitaire lourd par rapport au véhicule MAC au diesel seront à peu près de un et demi.

---

[36] Le document *Faits sur le transport urbain* de l'Association canadienne du transport urbain (ACTU) a été consulté, mais ne comporte pas de données opérationnelles par type de véhicule. D'autres données pourraient être obtenues de l'ACTU.

Le tableau 12 présente les données pour le véhicule de transport en commun et compare ces données à celles du véhicule MAC.

Tableau 12 Données relatives aux véhicules MAC de transport en commun et aux VPAC

	Véhicule MAC	VPAC
Prix d'achat du véhicule	450 000 $	517 500 $
Coûts d'entretien annuels	25 000 $	25 000 $
Taux d'intérêt pour le financement	5,00 %	5,00 %
Durée de vie prévue	18 ans	18 ans
Coûts annuels du financement	6 097 $	7 011 $
Kilométrage par année	70 000	70 000
Coûts par kilomètre, excluant le carburant	**0,8014 $**	**0,8680 $**

1-3) Comparaison des résultats pour la partie 1

1-3.1) Résultats pour le scénario de référence

Une fois le modèle entièrement élaboré, la première étape consiste à déterminer le prix de vente pour l'hydrogène, pour chaque méthode de production de l'hydrogène, qui permettrait d'obtenir un taux de rendement après impôt égal à celui de l'essence et du diesel. Les résultats de cette première étape sont indiqués au tableau 13 pour les véhicules utilitaires légers et au tableau 14 pour les véhicules utilitaires lourds du transport en commun.

Tableau 13 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (taux de rendement = essence)

		Prix de détail du carburant avant taxes (par MJ)	MJ de carburant consommé par km	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**
Centralisée	Essence	0,0143 $	3,4831	0,0500 $	0,2877 $	**0,3377 $**	**0 $**
	Électrolyse	0,0470 $	1,8868	0,0887 $	0,3075 $	**0,3962 $**	**81 $**
	Reformage du méthane vapeur	0,0360 $	1,8868	0,0679 $	0,3075 $	**0,3755 $**	**53 $**
Décentralisée	Électrolyse	0,0323 $	1,8868	0,0609 $	0,3075 $	**0,3685 $**	**43 $**
	Reformage du méthane vapeur	0,0369 $	1,8868	0,0697 $	0,3075 $	**0,3772 $**	**55 $**
	Reformage du méthanol	0,0252 $	1,8868	0,0475 $	0,3075 $	**0,3550 $**	**24 $**
	Reformage de l'essence	0,0509 $	1,8868	0,0961 $	0,3075 $	**0,4036 $**	**92 $**

Tableau 14 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (taux de rendement = diesel)

		Prix de détail du carburant avant taxes (par MJ)	MJ de carburant consommé par km	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**
Centralisée	Diesel	0,0149 $	18,4759	0,2756 $	0,8014 $	**1,0770 $**	**0 $**
	Électrolyse	0,0470 $	12,3172	0,5787 $	0,8680 $	**1,4468 $**	**2 157 $**
	Reformage du méthane vapeur	0,0360 $	12,3172	0,4436 $	0,8680 $	**1,3116 $**	**1 368 $**
Décentralisée	Électrolyse	0,0316 $	12,3172	0,3891 $	0,8680 $	**1,2571 $**	**1 050 $**
	Reformage du méthane vapeur	0,0293 $	12,3172	0,3608 $	0,8680 $	**1,2288 $**	**885 $**
	Reformage du méthanol	0,0243 $	12,3172	0,2995 $	0,8680 $	**1,1675 $**	**528 $**
	Reformage de l'essence	0,0431 $	12,3172	0,5310 $	0,8680 $	**1,3990 $**	**1 878 $**

L'examen des résultats des tableaux 13 et 14 révèle que la méthode de production d'hydrogène la plus concurrentielle pour les véhicules utilitaires légers serait celle du reformage du méthanol décentralisé, suivie de l'électrolyse décentralisée. Pour la méthode de production concernant les véhicules lourds, le reformage du méthane vapeur arrive deuxième après le reformage du méthanol décentralisé, qui s'avère moins coûteux que le reformage du méthane vapeur centralisé, contrairement aux résultats obtenus pour les véhicules utilitaires légers. Cette différence dans le classement entre les véhicules utilitaires légers et les véhicules utilitaires lourds pour le reformeur de méthane vapeur s'explique par le fait que le reformeur de méthane vapeur décentralisé permettant d'obtenir du carburant pour les véhicules utilitaires lourds possède des exigences plus élevées en matière d'extrants. Par conséquent, il est plus efficace que le reformeur de méthane vapeur décentralisé produisant du carburant pour les véhicules utilitaires légers.

Le reformeur de méthane vapeur centralisé est encore plus efficace que le reformeur de méthane vapeur décentralisé pour ce qui est des stations-services alimentant des véhicules utilitaires lourds. Cependant, l'avantage en matière d'efficacité dans ce cas ne suffit pas à compenser les coûts en capital additionnels requis pour l'infrastructure de distribution par pipeline. Pour les parcs de petite taille utilisant la distribution par pipeline, le coût par véhicule constitue un inconvénient majeur pour la méthode de production centralisée.

Le facteur le plus important qui contribue au désavantage de coût pour les méthodes de production d'hydrogène des véhicules utilitaires légers, comparativement aux méthodes de production d'essence, est la rubrique « autres coûts » associés aux véhicules, plutôt que les coûts du carburant. Les « autres coûts par km » représentent 70 à 80 % des coûts totaux. Cela s'applique également aux méthodes de production touchant les véhicules utilitaires lourds, mais dans une moindre mesure, avec les autres coûts représentant 60 à 75 % des coûts totaux. Par conséquent, au moment de déterminer les avantages ou inconvénients sur le plan économique de la technologie, il sera très important de tenir compte des différences de coût pour l'acquisition et l'entretien entre les VPAC et les véhicules classiques, car cela est même plus important que les différences de coût entre les carburants.

L'avantage de coût indiqué pour le reformeur de méthanol décentralisé par rapport à d'autres méthodes de production d'hydrogène s'explique pour un certain nombre de raisons. Par exemple, lorsque l'on compare les méthodes de production d'hydrogène (voir tableaux 7, 8 et 9), il est évident que le reformeur de méthanol possède un avantage sur le plan des coûts en capital pour l'équipement de reformage, et que les coûts des intrants d'énergie primaire sont relativement faibles.

L'interprétation des résultats dans cette étude permet de déterminer un facteur de sensibilité de 20 $ par mois pour les véhicules utilitaires légers, et un montant légèrement supérieur de 100 $ par mois pour les véhicules utilitaires lourds. Cela correspond à peu près à 0,015 $ par km pour ce qui est des coûts. Avec ce critère, on peut comprendre que la méthode de production d'hydrogène pour les véhicules utilitaires légers, même en suivant la méthode de production la plus concurrentielle, celle du reformage du méthanol décentralisé, demeure juste à l'extérieur de la plage d'élasticité, alors qu'aucune méthode de production d'hydrogène pour les véhicules utilitaires lourds ne s'approche de cette plage.

1-3.2) Expérience 1 : Détermination du taux de rendement si les coûts totaux sont égaux à ceux de l'essence

Une autre expérience a été réalisée pour déterminer l'importance de la différence entre les coûts pour ce qui est des différentes méthodes de production d'hydrogène et des méthodes de production d'essence et de diesel.

Au cours de cette expérience, on fixe un prix pour l'hydrogène qui donnerait le même coût total par kilomètre que l'essence ou le diesel, et l'on compare ensuite les taux de rendement après impôt. Cela signifie que l'on fixe un coût total par kilomètre égal pour toutes les méthodes de production, puis que l'on compare les incidences sur le taux de rendement après impôt des méthodes de production.

Les résultats de cette expérience sont indiqués aux tableaux 15 et 16.

Tableau 15 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (coûts totaux par km = essence)

		Prix de détail du carburant avant taxe (par MJ)	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**Taux de rendement des capitaux propres**	**Taux de rendement du capital employé**
Centralisée	Essence	0,0143 $	0,0500 $	0,2877 $	**0,3377 $**	**10,00 %**	**4,00 %**
	Électrolyse	0,0160 $	0,0302 $	0,3075 $	**0,3377 $**	**-35,47 %**	**-14,19 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0160 $	0,0302 $	0,3075 $	**0,3377 $**	**-17,71 %**	**-7,08 %**
Décentralisée	Électrolyse	0,0160 $	0,0302 $	0,3075 $	**0,3377 $**	**-62,13 %**	**-24,85 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0160 $	0,0302 $	0,3075 $	**0,3377 $**	**-18,36 %**	**-7,35 %**
	Reformage du méthanol	0,0160 $	0,0302 $	0,3075 $	**0,3377 $**	**-48,53 %**	**-19,41 %**
	Reformage de l'essence	0,0160 $	0,0302 $	0,3075 $	**0,3377 $**	**-37,25 %**	**-14,90 %**

Tableau 16 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (coûts totaux par km = diesel)

		Prix de détail du carburant avant taxe (par MJ)	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**Taux de rendement des capitaux propres**	**Taux de rendement du capital employé**
Centralisé	Diesel	0,0149 $	0,2756 $	0,8014 $	**1,0770 $**	**10,00 %**	**4,00 %**
	Électrolyse	0,0170 $	0,2090 $	0,8680 $	**1,0770 $**	**-33,91 %**	**-13,56 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0170 $	0,2090 $	0,8680 $	**1,0770 $**	**-16,16 %**	**-6,47 %**
Décentralisée	Électrolyse	0,0170 $	0,2090 $	0,8680 $	**1,0770 $**	**-59,34 %**	**-23,74 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0170 $	0,2090 $	0,8680 $	**1,0770 $**	**-14,56 %**	**-5,83 %**
	Reformage du méthanol	0,0170 $	0,2090 $	0,8680 $	**1,0770 $**	**-43,02 %**	**-17,21 %**
	Reformage de l'essence	0,0170 $	0,2090 $	0,8680 $	**1,0770 $**	**-42,55 %**	**-17,02 %**

Les tableaux 15 et 16 indiquent clairement que le modèle est hautement sensible, à la fois pour les véhicules utilitaires légers et les véhicules utilitaires lourds, à des variances dans le prix auquel est vendu le carburant. De petits changements dans ce prix auront une grande incidence sur les taux de rendement après impôt. Par exemple, pour obtenir une diminution de 0,0585 $ dans les coûts totaux par km pour les méthodes de production par électrolyse centralisée destinées aux véhicules utilitaires légers (en faisant passer les coûts totaux de 0,3962 $/km à 0,3377 $/km), le taux de rendement des capitaux propres passe de 10 % à –35,47 %.

Même pour la méthode de production de carburant de remplacement la plus concurrentielle, soit le reformeur de méthanol décentralisé, la baisse du prix du carburant nécessaire pour devenir concurrentiel avec l'essence fait baisser le taux de rendement des capitaux propres à –18,36 %.

1-3.3) Expérience 2 : Variation du prix de l'électricité

Les tableaux 9, 10 et 11 révèlent que l'intrant lié à l'énergie primaire est l'un des facteurs de coût le plus important. Il comprend à peu près 63 % des coûts de production pour la méthode d'électrolyse centralisée, et 75 % des coûts de production pour le reformage de l'essence sur place.

Pour tester la sensibilité du modèle sur le plan des intrants liés au prix de l'énergie, une deuxième expérience contre-factuelle est réalisée, dans laquelle le prix « hors pointe » moyen de l'électricité en Ontario est utilisé dans la production d'hydrogène à la place du prix de l'électricité global moyen.

Il convient de noter que cette expérience ne correspond pas à l'utilisation de l'excès de production hors pointe d'une centrale électrique pour générer de l'hydrogène. Le modèle de production hors pointe nécessiterait de l'équipement de production d'hydrogène qu'il produise soit de l'hydrogène à un rythme beaucoup plus rapide que dans le scénario de référence, ou que la capacité de production soit beaucoup plus grande, et dans un cas comme dans l'autre, cela nécessiterait un investissement de capitaux additionnel.

Aux fins de cette expérience, le prix moyen hors pointe est utilisé comme indicateur du prix d'électricité plus faible réalisable. Le prix de l'électricité hors pointe utilisé est 0,0436 $/kWh (comparativement au prix moyen global utilisé qui est de 0,05624 $/kWh), basé sur les tarifs moyens hors pointe de l'Ontario Independent Electricity Marketing Operator.

L'expérience réalisée permet d'obtenir des taux de rendement pour l'hydrogène qui sont égaux aux taux de rendement de l'essence ou du diesel. Les résultats de cette expérience sont présentés aux tableaux 17 et 18.

La comparaison des tableaux 17 et 18 avec les tableaux 13 et 14 nous permet de déterminer que l'incidence la plus importante se situe au niveau de la production par électrolyse, curieusement. La réduction de coût n'est pas encore suffisante pour rendre la méthode de production par électrolyse concurrentielle avec les méthodes de production d'essence et de diesel, compte tenu du fait que la méthode de production concurrentielle la plus proche est celle du reformeur de méthanol décentralisé pour véhicules utilitaires légers, qui demeure encore juste à l'extérieur de la plage d'élasticité

Tableau 17 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (prix de l'électricité réduit)

		Prix de détail du carburant avant taxe (par MJ)	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0143 $	0,0500 $	0,2877 $	**0,3377 $**	**0 $**	0,3377 $	**0,00 %**
	Électrolyse	0,0415 $	0,0784 $	0,3075 $	**0,3859 $**	**67 $**	0,3962 $	**-2,59 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0355 $	0,0670 $	0,3075 $	**0,3746 $**	**51 $**	0,3755 $	**-0,25 %**
Décentralisée	Électrolyse	0,0268 $	0,0506 $	0,3075 $	**0,3582 $**	**29 $**	0,3685 $	**-2,79 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0364 $	0,0688 $	0,3075 $	**0,3763 $**	**54 $**	0,3772 $	**-0,25 %**
	Reformage du méthanol	0,0245 $	0,0462 $	0,3075 $	**0,3538 $**	**22 $**	0,3550 $	**-0,36 %**
	Reformage de l'essence	0,0504 $	0,0950 $	0,3075 $	**0,4026 $**	**90 $**	0,4036 $	**-0,25 %**

Tableau 18 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (prix de l'électricité réduit)

		Prix de détail du carburant avant taxe (par MJ)	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0149 $	0,2756 $	0,8014 $	**1,0770 $**	**0 $**	1,0770 $	**0,00 %**
	Électrolyse	0,0415 $	0,5117 $	0,8680 $	**1,3797 $**	**1 766 $**	1,4468 $	**-4,64 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0355 $	0,4375 $	0,8680 $	**1,3055 $**	**1 333 $**	1,3116 $	**-0,46 %**
Décentralisée	Électrolyse	0,0261 $	0,3220 $	0,8680 $	**1,1900 $**	**659 $**	1,2571 $	**-5,34 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0288 $	0,3547 $	0,8680 $	**1,2227 $**	**850 $**	1,2288 $	**-0,49 %**
	Reformage du méthanol	0,0236 $	0,2912 $	0,8680 $	**1,1592 $**	**480 $**	1,1675 $	**-0,71 %**
	Reformage de l'essence	0,0426 $	0,5243 $	0,8680 $	**1,3923 $**	**1 839 $**	1,3990 $	**-0,48 %**

La manipulation du modèle révèle que le prix de l'électricité devrait être réduit à 0,0183 $/kWh pour la méthode de production par électrolyse décentralisée destinée aux véhicules légers afin que celui-ci soit concurrentiel avec le prix de l'essence, et qu'il faudrait maintenir un taux de rendement égal à celui de l'essence.

1-3.4) Expérience 3 : Variation du parc de véhicules

Pour déterminer la sensibilité des coûts du pipeline pour la méthode de production centralisée pour ce qui est de la taille du parc de véhicules, on a réalisé une expérience dans laquelle la taille du parc de véhicules utilitaires légers est passée de 5 000 à 500 000.

Ces résultats sont indiqués au tableau 19.

Tableau 19 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (taille du parc = 500 000)

		Prix de détail du carburant avant taxe (par MJ)	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0143 $	0,0500 $	0,2877 $	**0,3377 $**	**0 $**	0,3377 $	**0,00 %**
	Électrolyse	0,0328 $	0,0619 $	0,3075 $	**0,3695 $**	**44 $**	0,3962 $	**-6,75 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0218 $	0,0412 $	0,3075 $	**0,3488 $**	**15 $**	0,3755 $	**-7,12 %**
Décentralisée	Électrolyse	0,0323 $	0,0609 $	0,3075 $	**0,3685 $**	**43 $**	0,3685 $	**0,00 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0369 $	0,0697 $	0,3075 $	**0,3772 $**	**55 $**	0,3772 $	**0,00 %**
	Reformage du méthanol	0,0252 $	0,0475 $	0,3075 $	**0,3550 $**	**24 $**	0,3550 $	**0,00 %**
	Reformage de l'essence	0,0509 $	0,0961 $	0,3075 $	**0,4036 $**	**92 $**	0,4036 $	**0,00 %**

Accroître la taille du parc ne donne pas lieu à une réduction importante des coûts pour les méthodes de production centralisées. Les coûts totaux par kilomètre pour le reformeur de méthane vapeur centralisé descendent en dessous de toutes les méthodes de production décentralisées, car les avantages à l'égard des coûts que présentent une meilleure efficacité au niveau de production supérieur dépassent les inconvénients à l'égard des coûts liés à l'établissement d'un réseau de distribution. Cependant, les coûts totaux par km demeurent plus élevés que ceux de l'essence en raison du fait que les « autres coûts » sont beaucoup plus élevés.

1-3.5) Expérience 4 : Variation des coûts en capital

Comme nous l'avons mentionné précédemment, les estimations contenues dans la documentation pour les coûts en capital de l'équipement de production d'hydrogène varient considérablement. Les tableaux 20 et 21 montrent les effets de la réduction de 50 % des coûts en capital pour l'équipement de production afin de vérifier la sensibilité des résultats par rapport aux variances dans ces estimations.

Tableau 20 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (coûts en capital réduits pour l'équipement de production)

		Prix de détail du carburant avant taxe (par MJ)	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0143 $	0,0500 $	0,2877 $	**0,3377 $**	**0 $**	0,3377 $	**0,00 %**
	Électrolyse	0,0445 $	0,0840 $	0,3075 $	**0,3915 $**	**75 $**	0,3962 $	**-1,18 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0334 $	0,0630 $	0,3075 $	**0,3706 $**	**46 $**	0,3755 $	**-1,31 %**
Décentralisée	Électrolyse	0,0298 $	0,0562 $	0,3075 $	**0,3638 $**	**36 $**	0,3685 $	**-1,27 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0265 $	0,0500 $	0,3075 $	**0,3576 $**	**28 $**	0,3772 $	**-5,21 %**
	Reformage du méthanol	0,0238 $	0,0450 $	0,3075 $	**0,3525 $**	**21 $**	0,3550 $	**-0,71 %**
	Reformage de l'essence	0,0405 $	0,0764 $	0,3075 $	**0,3840 $**	**64 $**	0,4036 $	**-4,87 %**

Tableau 21 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (coûts en capital réduits pour l'équipement de production)

		Prix de détail du carburant avant taxe (par MJ)	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0149 $	0,2756 $	0,8014 $	**1,0770 $**	**0 $**	1,0770 $	**0,00 %**
	Électrolyse	0,0445 $	0,5482 $	0,8680 $	**1,4162 $**	**1 979 $**	1,4468 $	**-2,11 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0334 $	0,4115 $	0,8680 $	**1,2795 $**	**1 181 $**	1,3116 $	**-2,45 %**
Décentralisée	Électrolyse	0,0291 $	0,3585 $	0,8680 $	**1,2265 $**	**872 $**	1,2571 $	**-2,43 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0223 $	0,2752 $	0,8680 $	**1,1433 $**	**386 $**	1,2288 $	**-6,96 %**
	Reformage du méthanol	0,0230 $	0,2830 $	0,8680 $	**1,1510 $**	**432 $**	1,1675 $	**-1,41 %**
	Reformage de l'essence	0,0362 $	0,4455 $	0,8680 $	**1,3135 $**	**1 379 $**	1,3990 $	**-6,11 %**

La comparaison des résultats aux tableaux 20 et 21 avec les résultats du scénario de référence des tableaux 13 et 14, permet de constater qu'il est évident qu'une réduction de 50 % des coûts en capital de l'équipement de production n'a pas une incidence importante sur les résultats globaux, bien que la méthode du reformeur de méthanol décentralisé pour véhicules utilitaires légers se situe presque dans la plage d'élasticité, et qu'elle pourrait être considérée concurrentielle pour cette raison. Cela s'explique en partie par le fait que l'équipement est amorti sur une période de 20 ans, qui est la durée de vie présumée de la machinerie et de l'équipement de production.

Les méthodes de production qui permettent la plus grande diminution de coûts sont celles qui possèdent la plus grande proportion de coûts en capital en équipement de production, notamment le reformeur de méthane vapeur décentralisé et le reformeur d'essence.

1-3.6) Expérience 5 : Variation des coûts du véhicule

L'expérience finale consiste à faire varier les autres coûts associés à l'acquisition et au fonctionnement d'un véhicule. Cette expérience comprend deux groupes d'essais différents du modèle.

La première application du modèle élimine la différence de prix entre le véhicule à pile à combustible hydrogène et un véhicule classique. Dans le modèle de référence, la différence de prix entre un véhicule classique et un véhicule à l'hydrogène est présumée être de 15 %.

Les tableaux 22 et 23 présentent les résultats du retrait de la différence de coût.

Tableau 22 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (coûts d'achat du véhicule réduits)

		Prix de détail du carburant avant taxe (par MJ)	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0143 $	0,0500 $	0,2877 $	**0,3377 $**	**0 $**	0,3377 $	**0,00 %**
	Électrolyse	0,0470 $	0,0887 $	0,2877 $	**0,3763 $**	**54 $**	0,3962 $	**-5,01 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0360 $	0,0679 $	0,2877 $	**0,3556 $**	**25 $**	0,3755 $	**-5,29 %**
Décentralisée	Électrolyse	0,0323 $	0,0609 $	0,2877 $	**0,3486 $**	**15 $**	0,3685 $	**-5,39 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0369 $	0,0697 $	0,2877 $	**0,3574 $**	**27 $**	0,3772 $	**-5,26 %**
	Reformage du méthanol	0,0252 $	0,0475 $	0,2877 $	**0,3352 $**	**-3 $**	0,3550 $	**-5,59 %**
	Reformage de l'essence	0,0509 $	0,0961 $	0,2877 $	**0,3838 $**	**64 $**	0,4036 $	**-4,92 %**

Les résultats sont plutôt uniformes pour toutes les méthodes de production, avec une baisse du prix d'achat du véhicule d'environ 15 %, ce qui permet une diminution des coûts totaux par kilomètre d'environ 5 %. Cela contraste avec la réduction des coûts de l'équipement de production, où une réduction de 50 % des coûts d'acquisition a donné lieu à des réductions des coûts totaux par kilomètre de seulement 2 % environ pour la plupart des méthodes de production.

Tableau 23 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (coûts d'achat du véhicule réduits)

		Prix de détail du carburant avant taxe (par MJ)	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0149 $	0,2756 $	0,8014 $	**1,0770 $**	**0 $**	1,0770 $	**0,00 %**
	Électrolyse	0,0470 $	0,5787 $	0,8014 $	**1,3801 $**	**1 768 $**	1,4468 $	**-4,61 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0360 $	0,4436 $	0,8014 $	**1,2450 $**	**980 $**	1,3116 $	**-5,08 %**
Décentralisée	Électrolyse	0,0316 $	0,3891 $	0,8014 $	**1,1904 $**	**662 $**	1,2571 $	**-5,30 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0293 $	0,3608 $	0,8014 $	**1,1622 $**	**497 $**	1,2288 $	**-5,42 %**
	Reformage du méthanol	0,0243 $	0,2995 $	0,8014 $	**1,1009 $**	**139 $**	1,1675 $	**-5,71 %**
	Reformage de l'essence	0,0431 $	0,5310 $	0,8014 $	**1,3324 $**	**1 490 $**	1,3990 $	**-4,76 %**

Dans l'une des méthodes de production, le reformage du méthanol décentralisé pour les véhicules utilitaires légers, on a obtenu un coût total par kilomètre qui est inférieur à celui des méthodes classiques de production. En outre, le reformeur de méthane vapeur décentralisé pour les véhicules utilitaires légers se situe bien à l'intérieur de la plage d'élasticité, alors que le reformeur de méthane vapeur centralisé se situe juste à l'extérieur de la plage.

À titre de moyen additionnel pour déterminer la sensibilité des résultats pour l'acquisition d'un véhicule et le profil des coûts de fonctionnement, le modèle a également été appliqué pour une durée de vie moyenne accrue des véhicules à pile à combustible, en supposant des coûts d'entretien annuels réduits pour les véhicules à pile à combustible.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, les promoteurs des véhicules à pile à combustible affirment que ces véhicules pourraient avoir des durées de vie prévues plus longues, et des coûts d'entretien plus faibles que leurs équivalents alimentés au carburant classique. Ils expliquent cela par le fait que ces véhicules nécessitent moins de pièces mécaniques, entre autres.

Les tableaux 24 et 25 présentent les résultats du modèle appliqué en supposant que les véhicules à pile à combustible ont une durée de vie prévue plus longue de 2 ans, à la fois pour les véhicules utilitaires légers et les véhicules utilitaires lourds, et des coûts d'entretien correspondant seulement à 90 % de ceux du scénario de référence. Ces hypothèses permettent d'obtenir des résultats pratiquement identiques à ceux du coût d'acquisition réduit pour le véhicule, pour ce qui est des véhicules utilitaires légers. On dénote une légère augmentation pour ce qui est des véhicules utilitaires lourds, qui est suffisante pour amener l'une des méthodes décentralisées, le reformeur de méthanol, dans la plage concurrentielle.

Tableau 24 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (entretien et durée de vie du véhicule réduits)

		Prix de détail du carburant avant taxe (par MJ)	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0143 $	0,0500 $	0,2877 $	**0,3377 $**	**0 $**	0,3377 $	**0,00 %**
	Électrolyse	0,0470 $	0,0887 $	0,2878 $	**0,3764 $**	**54 $**	0,3962 $	**-4,99 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0360 $	0,0679 $	0,2878 $	**0,3557 $**	**25 $**	0,3755 $	**-5,26 %**
Décentralisée	Électrolyse	0,0323 $	0,0609 $	0,2878 $	**0,3487 $**	**15 $**	0,3685 $	**-5,36 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0369 $	0,0697 $	0,2878 $	**0,3575 $**	**28 $**	0,3772 $	**-5,24 %**
	Reformage du méthanol	0,0252 $	0,0475 $	0,2878 $	**0,3353 $**	**-3 $**	0,3550 $	**-5,56 %**
	Reformage de l'essence	0,0509 $	0,0961 $	0,2878 $	**0,3839 $**	**64 $**	0,4036 $	**-4,89 %**

Tableau 25 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (entretien et durée de vie du véhicule réduits)

		Prix de détail du carburant avant taxe (par MJ)	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0149 $	0,2756 $	0,8014 $	**1,0770 $**	**0 $**	1,0770 $	**0,00 %**
	Électrolyse	0,0470 $	0,5787 $	0,7919 $	**1,3706 $**	**1 713 $**	1,4468 $	**-5,26 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0360 $	0,4436 $	0,7919 $	**1,2355 $**	**924 $**	1,3116 $	**-5,80 %**
Décentralisée	Électrolyse	0,0316 $	0,3891 $	0,7919 $	**1,1810 $**	**606 $**	1,2571 $	**-6,05 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0293 $	0,3608 $	0,7919 $	**1,1527 $**	**441 $**	1,2288 $	**-6,19 %**
	Reformage du méthanol	0,0243 $	0,2995 $	0,7919 $	**1,0914 $**	**84 $**	1,1675 $	**-6,52 %**
	Reformage de l'essence	0,0431 $	0,5310 $	0,7919 $	**1,3229 $**	**1 434 $**	1,3990 $	**-5,44 %**

Les implications de la sensibilité des résultats pour les différents éléments du prix de revient associés aux différentes méthodes de production sont examinées à la partie 3 du rapport, afin de déterminer quelles sont les méthodes qui permettraient de gérer efficacement les écarts de coûts entre les méthodes de production de produits pétroliers et les méthodes de production de l'hydrogène.

Partie 2 : Comptabilisation des externalités associées à l'utilisation d'hydrogène comparativement à l'essence ou au diesel pour les services de transport

En plus des coûts financiers directs précisés à la partie 1 de cette étude, chacune des méthodes de production de carburant pourrait avoir des coûts indirects ou avantages, appelés externalités, ou d'autres coûts et avantages sociaux. Ces coûts et avantages sont répartis au sein de la société dans son ensemble lorsque les produits sont fabriqués et consommés, mais on n'en tient pas compte dans l'établissement du prix du produit. Des exemples de ces coûts comprennent la pollution de l'air ou de l'eau.

Ces coûts et avantages sont habituellement associés à la consommation ou à la production de « biens publics ». Ces biens sont mis à la disposition de la société qui peut les consommer, mais habituellement ils ne possèdent pas de prix associé, ou leur prix est inférieur à leur valeur pour la société. Les biens publics comprennent l'air, les voies navigables et l'environnement sain dans lequel on vit. Même si les biens publics ne coûtent rien, ou si leur coût est inférieur à leur valeur sociale, leur utilisation ou consommation dans la production n'est pas sans coût pour la société. Par exemple, un procédé de production qui élimine les sous-produits non souhaitables, comme le dioxyde de carbone, ou les oxydes nitreux dans l'air peut diminuer la valeur de cet air pour le reste de la société.

La partie 2 de cette étude est un prolongement de la partie 1, affine le modèle de prévision des coûts utilisé dans la « capitalisation du coût entier ». Ce modèle élargi tient compte de certaines externalités associées à chacune des méthodes de production. Plus particulièrement, cette étude portera sur les externalités connexes suivantes :

- émissions de gaz à effet de serre
- émissions en suspension dans l'air
- questions de sécurité
- utilisation d'autres biens publics (p. ex. eau, terrains, matière d'alimentation)
- incidences socio-économiques (p. ex. emploi)

2-1) Méthode et démarche pour la partie 2

Il existe une difficulté évidente et inhérente à l'évaluation du coût des produits non marchands, ou des produits qui ne possèdent pas de prix explicite. Plusieurs méthodes sont utilisées pour déterminer le coût de ces produits non marchands : évaluation du coût des dommages, évaluation des préférences révélées (ou « méthode hédoniste », évaluation des préférences déclarées (ou « méthode d'évaluation des contingences »), évaluation des coûts du contrôle ou de la prévention, évaluation des taux de compensation, ou utilisation des prix d'émission de permis. Chacune de ces méthodes est décrite brièvement ci-après.

L'évaluation du coût des dommages associée à une externalité considère les pertes économiques attribuables à la production ou à la consommation d'un produit. Les pertes économiques comprennent les coûts suivants : services de santé, perte de productivité due à des employés blessés et perte de ressources publiques. Par exemple, dans l'évaluation des coûts de la pollution de l'air, les études considèrent ces coûts : offre de services de santé aux personnes affectées par la pollution de l'air; perte de GDP due à la productivité réduite causée par le fait que des gens tombent malades à cause de la pollution de l'air. Comme le lien entre la cause (p. ex. pollution de l'air) et l'effet (p. ex. maladie) n'est pas toujours clair et est parfois controversé, cette méthode est hautement subjective.

La méthode de la révélation des préférences permet d'inférer le coût associé à une externalité basée sur une réaction du marché à la présence de l'externalité. Par exemple, la valeur des maisons près d'une source de pollution de l'air ou de l'eau peut être comparée à d'autres maisons qui se trouvent dans une zone exempte de pollution de l'air et de l'eau. Bien sûr, il est nécessaire d'isoler d'autres facteurs pouvant avoir une influence sur les prix du marché du produit en question. Par exemple, les maisons situées près d'un milieu où il y a de la pollution de l'air ou de l'eau peuvent avoir un meilleur accès au transport public et à des sources d'emploi que les maisons situées loin des sites de pollution.

La méthode de la révélation des préférences nécessite des enquêtes auprès des individus pour déterminer quelle valeur ils attribuent à certains biens publics, comme l'air pur. Bien sûr, les résultats obtenus à l'aide d'une telle méthode dépendent beaucoup de la conception du sondage. Par exemple, la question suivante : « pensez-vous que le gouvernement devrait consacrer davantage d'argent pour purifier l'air? », permet d'obtenir des réponses différentes que lorsqu'on pose la question « pensez-vous que le gouvernement devrait augmenter les taxes de y% pour générer des dollars servant à purifier l'air? ».

L'évaluation des coûts du contrôle ou de la prévention comprend une évaluation du coût du contrôle ou de l'élimination des incidences sur les biens publics. Par exemple, le coût de la capture et du piégeage des émissions de dioxyde de carbone pourrait être utilisé pour évaluer le coût pour la société des émissions de gaz à effet de serre. La méthode n'examine pas les coûts pour la société; par conséquent, elle sert seulement d'approximation du coût réel pour la société. Cependant, elle permet de déterminer une limite maximale des coûts pour la société : si les coûts des dommages réels dépassent les coûts du contrôle de la prévention, alors les coûts du contrôle ou de la prévention représentent le coût maximal pour gérer le problème.

L'évaluation des taux de compensation utilise des jugements en dommages intérêts tirés d'affaires judiciaires pour évaluer le coût pour la société d'un certain acte. Par exemple, si une communauté gagne une action en justice contre une source de pollution, et que des dommages sont reconnus, la valeur du dollar pour ces dommages peut être utilisée en vue de déterminer le coût pour la société de ce polluant particulier.

Enfin, lorsque le gouvernement a mis en place un marché pour les permis d'émission, le prix du marché pourrait être utilisé à titre d'estimation des coûts engendrés par ces émissions pour la société. Cela dépend du fait que le gouvernement a limité ou non le nombre total de permis sur le marché à un niveau approprié. Un niveau approprié serait celui où les avantages marginaux de toute réduction ultérieure du nombre de permis seraient inférieurs à l'augmentation du coût marginal comprise dans le prix des permis.

Chacune de ces méthodes a du pour et du contre. Par conséquent, au moment d'évaluer chaque méthode de production de carburant, on doit tenir compte de l'applicabilité de la méthode, et choisir des méthodes pour lesquelles il existe des données fiables.

Dans cette étude, la démarche utilisée pour comptabiliser les externalités associées à une méthode de production consiste à internaliser ces coûts. On y parvient en supposant que les externalités résultent en un coût direct pour l'agent responsable de l'activité générant une externalité donnée.

En déterminant les coûts associés à une méthode de production de carburant donnée, la présente étude s'intéresse aux externalités qui résultent directement des activités d'une méthode de production (p. ex. production, distribution, stockage et consommation de carburant). De nombreuses études tentent également de considérer les externalités liées indirectement à l'activité, ou plus particulièrement, les externalités générées par les intrants de l'activité en question. Par exemple, de nombreuses études examinent les externalités associées à la consommation de carburant et comprennent également les externalités associées à la production des pneus et d'autres composantes du véhicule.

Comme cette étude suppose que les coûts associés à la production d'une externalité sont assumés directement par l'agent responsable de cette génération, il serait inapproprié d'attribuer l'externalité de la production d'un pneu, par exemple, au fonctionnement d'un véhicule. Cette externalité serait plutôt assumée par le fabricant du pneu. Le fabricant du pneu essaierait probablement de récupérer les coûts accrus en augmentant les coûts de ses pneus, ce qui aurait une incidence indirecte sur les coûts associés au fonctionnement du véhicule. Cependant, de nombreux facteurs comme la compétitivité du marché des pneus et l'ouverture de l'économie auraient une incidence sur sa capacité à le faire. Par exemple, si les fabricants de pneus d'un pays différent, qui peuvent vendre leurs produits au Canada, n'étaient pas obligés d'internaliser les coûts de leurs externalités connexes, les fabricants canadiens de pneus auraient plus de difficulté à augmenter les prix pour les consommateurs.

Un modèle d'équilibre général complet de l'économie est requis pour déterminer adéquatement dans quelle mesure les externalités assumées par les producteurs des intrants dans une activité se refléteraient en coûts des intrants plus élevés pour cette activité. Cela n'est pas l'objet de la présente étude.

Par ailleurs, les incidences sur les coûts globaux pourraient être considérées dans les multiplicateurs de coût. Cependant, la détermination des multiplicateurs de coût appropriés exigerait de l'utilisateur soit qu'il utilise un modèle d'équilibre général, ou des

études indépendantes de chacun des marchés pour les intrants en cause dans les activités visées par cette étude. L'une ou l'autre des méthodes ne fait pas l'objet de la présente étude. En effet, en ne tenant pas compte des incidences des coûts indirects associés aux externalités générées par les intrants dans ces activités, on peut poser l'hypothèse que le multiplicateur global pour toutes les méthodes de production est le même. Par conséquent, il n'y a aucune incidence sur les prix relatifs pour chaque méthode de production.

Enfin, seules les externalités qui ont des implications de coût différentes pour des méthodes de production différentes seront considérées dans cette étude.

2-2) Intégration de la capitalisation du coût entier dans le modèle

Cette section porte sur les implications de chacune des six catégories d'externalités mentionnées précédemment pour chacune des méthodes de production.

Comme dans la partie 1 de l'étude, ces coûts sont ventilés en deux éléments : 1) les coûts générés durant l'étape de la source au produit, ou du puits au réservoir, qui seront assumés par le producteur et qui se reflètent dans le prix du carburant, et 2) les coûts générés durant l'étape du produit au service, ou du réservoir à la roue, qui seront assumés par l'utilisateur du véhicule.

Pour la partie du puits au réservoir, les externalités associées à la production, au stockage et à la distribution du carburant seront évaluées et comparées. Ces coûts additionnels seront considérés comme déduction fiscale pour l'entreprise, comme cela est courant pour de nombreuses amendes et de nombreux frais. À ce titre, l'incidence du prix de détail sera quelque peu atténuée par la compensation fournie par la déduction fiscale.

Pour l'étape du réservoir à la roue, l'accent est mis sur les externalités associées au fonctionnement du véhicule.

2-2.1) Coûts associés aux émissions de gaz à effet de serre

Dans la présente étude, pour évaluer le coût des incidences des gaz à effet de serre, on convertit tous les gaz à effet de serre examinés, le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4) et les oxydes nitreux (N_2O) en équivalent en CO_2, en utilisant les facteurs d'équivalence mentionnés au tableau 24.

Tableau 26 Équivalence en gaz carbonique

	Équivalence en CO_2
Dioxyde de carbone	1
Méthane	21
Oxydes nitreux	310

Grâce à ces facteurs d'équivalence, on peut déterminer un prix commun.

Aux fins de la présente étude, le prix de base des gaz à effet de serre est fixé à une valeur cible par le gouvernement du Canada, soit 15 $ par tonne, tel que précisé dans le protocole de Kyoto. Les estimations contenues dans la documentation pour les coûts associés aux gaz à effet de serre se situent entre 6 $ et 300 $ par tonne[37]. Étant donné cette vaste plage de valeurs, d'autres expériences seront également effectuées à l'aide d'un prix par tonne de 50 $ pour évaluer comment les résultats sont affectés par les changements dans les niveaux de prix.

Les niveaux des émissions de gaz à effet de serre pour chacune des méthodes de production ont été déterminés à l'aide du modèle GHGenius de Ressources naturelles Canada. Ce modèle estime les émissions du cycle de vie pour un certain nombre de méthodes de production, incluant toutes les méthodes de production faisant l'objet de la présente étude. L'encadré donne une meilleure description du modèle.

---

[37] Voir Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire, 2001, pour l'exemple.

Le tableau 27 indique les niveaux de gaz à effet de serre, en équivalent en CO_2 pour chacune des méthodes de production, ainsi que la proportion des coûts totaux que représenteraient ces émissions si la compagnie productrice devait payer des frais de 15 $ par tonne.

Modèle GHGenius de Ressources naturelles Canada

GHGenius est un modèle développé pour Ressources naturelles Canada afin d'estimer les émissions de gaz à effet de serre issues de différentes méthodes de production. Le modèle couvre plus de 100 méthodes de production de carburant destinées au transport, avec différents profils de véhicules utilitaires légers et de véhicules utilitaires lourds, et permet d'estimer les émissions pour toute année comprise entre 2000 et 2050.

Bien que GHGenius soit principalement conçu pour calculer les émissions de gaz à effet de serre, il permet également d'estimer les émissions d'autres contaminants.

Pour les moteurs à essence ou au diesel, ces autres émissions sont déterminées à l'aide d'algorithmes simples qui ont été conçus pour imiter les émissions qui seraient prévues par le modèle Mobile6 de l'EPA (Environmental Protection Agency's). Les émissions des autres carburants sont généralement calculées d'après un facteur d'émission relatif à l'essence ou au diesel qui a été entré dans le modèle.

Les émissions considérées dans GHGenius sont les émissions moyennes d'un véhicule produites pendant l'année cible au cours de la durée de vie du véhicule. Elles diffèrent des émissions prévues par les modèles Mobile, qui fournissent les émissions moyennes d'un parc de véhicules pour une année donnée.

Dans GHGenius, les véhicules à pile à combustible à hydrogène sont présumés avoir des émissions nulles pour ce qui est de tous les polluants courants, à l'exception des émissions prenant la forme d'évaporation de carburant. Celles-ci sont calculées d'après les émissions émises durant le ravitaillement en carburant et d'après la pureté de l'hydrogène. Il est possible que l'on trouve des traces de méthane et de dioxyde de carbone dans l'hydrogène émis dans l'atmosphère.

Tableau 27 Émissions de gaz à effet de serre du puits au réservoir

Méthode de production			Niveau des émissions en équivalent en CO_2 (grammes/MJ produits)	% des coûts totaux (à 15 $ par tonne)	Niveau des émissions en équivalent en CO_2 (grammes/kilomètres parcourus)	Coûts des émissions ($/km à 15 $ par tonne)
		Essence	25,34	2,10 %	88,27	0,0013 $
		Diesel	27,32	2,53 %	504,75	0,0076 $
Centralisée		*Électrolyse* utilisant l'énergie nucléaire	6,12	0,24 %	30,41	0,0005 $
Centralisée		Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	453,13	14,93 %	2 250,94	0,0338 $
Centralisée		Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	10,93	0,42 %	54,28	0,0008 $
Centralisée		Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	10,93	0,42 %	54,28	0,0008 $
Centralisée		Reformage du méthane vapeur	98,57	5,10 %	489,66	0,0073 $
Décentralisée	Véhicules utilitaires légers	Électrolyse utilisant le réseau	91,17	4,37 %	82,90	0,0012 $
Décentralisée	Véhicules utilitaires légers	Reformage du méthane vapeur	98,14	4,73 %	89,25	0,0013 $
Décentralisée	Véhicules utilitaires légers	Reformage du méthanol	104,96	6,28 %	95,44	0,0014 $
Décentralisée	Véhicules utilitaires légers	Reformage de l'essence	183,42	5,94 %	166,79	0,0025 $
Décentralisée	Véhicules utilitaires lourds	Électrolyse utilisant le réseau	91,17	4,45 %	561,46	0,0084 $
Décentralisée	Véhicules utilitaires lourds	Reformage du méthane vapeur	98,14	5,71 %	604,43	0,0091 $
Décentralisée	Véhicules utilitaires lourds	Reformage du méthanol	104,96	6,45 %	646,39	0,0097 $
Décentralisée	Véhicules utilitaires lourds	Reformage de l'essence	183,42	6,72 %	1 129,61	0,0169 $

Le tableau 28 indique les niveaux des émissions de gaz à effet de serre associés à la production et au fonctionnement des différents véhicules modélisés dans la présente étude.

Le tableau 28 indique également les incidences de ces émissions sur les coûts pour l'utilisateur du véhicule en fonction du kilométrage. On suppose que le fabricant du véhicule doit défrayer des coûts pour les émissions qui résultent de la fabrication du véhicule, et que ces coûts se traduisent pour le consommateur dans le prix du véhicule.

Le coût additionnel est alors réparti sur le kilométrage total prévu pendant la durée de vie du véhicule afin de déterminer le coût du kilomètre. Pour ce qui est des coûts de fonctionnement du véhicule, on présume que le carburant inclut une surcharge basée sur l'efficacité moyenne du carburant du véhicule et sur les émissions résultantes, afin de refléter les coûts associés aux émissions du carburant.

Tableau 28 Émissions de gaz à effet de serre du réservoir à la roue

	Véhicules utilitaires légers à MCI alimentés à l'essence	Véhicules utilitaires légers à pile à combustible à l'hydrogène	Véhicules utilitaires lourds à MAC alimentés au diesel	Véhicules utilitaires lourds à pile à combustible à l'hydrogène
Émissions totales générées par la fabrication du véhicule (tonnes)	17,72	19,12	95,00	137,34
Émissions générées par la production du véhicule (grammes/km)	75,80	81,80	75,40	109,00
Émissions générées par le fonctionnement du véhicule (grammes/km)	219,16	0,00	1 562,24	0,19
Émissions totales (grammes/km)	294,96	81,80	1 637,64	109,19
Coûts des émissions[38] ($/km à 15 $ par tonne)	0,0044 $	0,0012 $	0,0246 $	0,0016 $

Les incidences de ces coûts sur les coûts totaux relatifs pour chacune des méthodes de production sont indiquées à la section 2-3, ci-après.

2-2.2) Coûts associés à d'autres émissions en suspension dans l'air

En plus des émissions de gaz à effet de serre, chaque méthode de production génère également d'autres émissions en suspension dans l'air. Ces émissions sont associées à la création de smog et d'autres problèmes de qualité de l'air local, et comprennent les oxydes nitreux (« NOx »), oxydes de soufre (« SOx »), matières particulaires (MP), composés organiques volatils (« COV ») et le monoxyde de carbone (CO). Cette étude porte principalement sur les coûts associés aux NOx, SOx et MP et utilise des chiffres tirés du rapport de la David Suzuki Foundation intitulé : « *Clearing the Air : Air Quality Co-benefits of Reducing Greenhouse Gas Emissions in Canada*, tel que proposé par Ressources naturelles Canada. Le rapport estime les coûts à 1 300 $ par tonne de NOx et de dioxyde de soufre (SO_2, qui représente la majeure partie des émissions de SOx) et à 20 000 $ par tonne de MP.

Ces estimations de coûts sont basées sur une estimation des coûts pour la santé associés à chaque catégorie d'émission et sont conformes avec d'autres estimations.

---

[38] Ces coûts ne comprennent pas le coût marginal de financement additionnel qui résulterait du coût d'achat plus élevé du véhicule. Cette incidence est comprise dans les résultats présentés à la section 2-3.

Par exemple, le document intitulé « Document de travail relatif au respect des engagements de l'Avis d'intention pour des véhicules, des moteurs et des carburants moins polluants » d'Environnement Canada, précise des coûts de 750 à 1 960 $ par tonne pour réduire les émissions de dioxyde de soufre de 164 000 tonnes par année comparativement au niveau de 1999. Le document comprend également un survol des mesures de réduction utilisées dans d'autres pays, y compris certains frais d'émissions de soufre explicites. Ces frais pourraient représenter les estimations pour ces pays des coûts sociaux rattachés à ces émissions. Par exemple, le Danemark impose des frais de 1 950 $ par tonne pour les émissions de dioxyde de soufre, ce qui est raisonnablement conforme aux 1 300 $ par tonne utilisés dans cette étude.

Comme dans le cas des gaz à effet de serre, les niveaux des émissions pour chacune des méthodes de production ont été déterminés à l'aide du modèle GHGenius de Ressources naturelles Canada. Les tableaux 29, 30 et 31 indiquent les niveaux des émissions pour chacune des méthodes de production. Ces tableaux reflètent également la proportion des coûts totaux que représente ces émissions si la compagnie productrice devait payer des frais explicites pour ces émissions à des prix fixés comme étant égaux à la valeur des coûts, tel que précisé dans le rapport de la David Suzuki Foundation.

Ces coûts additionnels sont considérés comme des dépenses de déduction fiscale pour les entreprises, tel que mentionné dans l'introduction à la section 2-2, et pour cette raison, les incidences sur le prix de détail seront quelque peu compensées par la déduction fiscale.

Tableau 29 Émissions de NOx du puits au réservoir

Méthode de production			Niveau des émissions de NOx (grammes/ MJ produits)	% des coûts totaux (à 1 300 $ par tonne)	Niveau des émissions en équivalent en NOx (grammes/kilomètres parcourus)	Coûts des émissions ($/km à 1 300 $ par tonne)
Centralisée		Essence	0,14	1,00 %	0,47	0,0006 $
		Diesel	0,16	1,31 %	3,00	0,0039 $
		Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,05	0,16 %	0,24	0,0003 $
		Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,67	1,99 %	3,33	0,0043 $
		Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,00	0,00 %	0,01	0,0000 $
		Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,00	0,00 %	0,01	0,0000 $
		Reformage du méthane vapeur	0,12	0,54 %	0,58	0,0007 $
Décentralisée	Véhicules utilitaires légers	Électrolyse utilisant le réseau	0,14	0,57 %	0,12	0,0002 $
		Reformage du méthane vapeur	0,11	0,50 %	0,10	0,0001 $
		Reformage du méthanol	0,18	1,00 %	0,17	0,0002 $
		Reformage de l'essence	0,32	0,94 %	0,29	0,0004 $
	Véhicules utilitaires lourds	Électrolyse utilisant le réseau	0,14	0,58 %	0,84	0,0011 $
		Reformage du méthane vapeur	0,11	0,61 %	0,71	0,0009 $
		Reformage du méthanol	0,18	1,03 %	1,14	0,0015 $
		Reformage de l'essence	0,32	1,07 %	1,99	0,0026 $

Tableau 30 Émissions de SOx du puits au réservoir

Méthode de production			Niveau des émissions de SOx (grammes/ MJ produits)	% des coûts totaux (à 1 300 $ par tonne)	Niveau des émissions en équivalent en SOx (grammes/kilomètres parcourus)	Coûts des émissions ($/km à 1 300 $ par tonne)
Centralisée		Essence	0,03	0,22 %	0,10	0,0001 $
		Diesel	0,03	0,27 %	0,61	0,0008 $
		Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,00	0,01 %	0,01	0,0000 $
		Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	1,59	4,72 %	7,91	0,0103 $
		Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,00	0,00 %	0,00	0,0000 $
		Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,00	0,00 %	0,00	0,0000 $
		Reformage du méthane vapeur	0,03	0,12 %	0,13	0,0002 $
Décentralisée	Véhicules utilitaires légers	Électrolyse utilisant le réseau	0,27	1,15 %	0,25	0,0003 $
		Reformage du méthane vapeur	0,03	0,11 %	0,02	0,0000 $
		Reformage du méthanol	0,03	0,16 %	0,03	0,0000 $
		Reformage de l'essence	0,09	0,25 %	0,08	0,0001 $
	Véhicules utilitaires lourds	Électrolyse utilisant le réseau	0,27	1,17 %	1,68	0,0022 $
		Reformage du méthane vapeur	0,03	0,13 %	0,16	0,0002 $
		Reformage du méthanol	0,03	0,17 %	0,19	0,0002 $
		Reformage de l'essence	0,09	0,28 %	0,53	0,0007 $

Tableau 31 Émissions de MP du puits au réservoir

Méthode de production			Niveau des émissions de MP (grammes/MJ produits)	% des coûts totaux (à 20 000 $ par tonne)	Niveau des émissions en équivalent de MP (grammes/kilomètres parcourus)	Coûts des émissions ($/km à 20 000 $ par tonne)
Centralisée		Essence	0,01	0,73 %	0,02	0,0004 $
		Diesel	0,01	0,87 %	0,13	0,0026 $
		Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,00	0,07 %	0,01	0,0001 $
		Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,11	5,00 %	0,54	0,0109 $
		Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,00	0,00 %	0,00	0,0000 $
		Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,00	0,00 %	0,00	0,0000 $
		Reformage du méthane vapeur	0,01	0,71 %	0,05	0,0010 $
Décentralisée	Véhicules utilitaires légers	Électrolyse utilisant le réseau	0,02	1,28 %	0,02	0,0004 $
		Reformage du méthane vapeur	0,01	0,66 %	0,01	0,0002 $
		Reformage du méthanol	0,01	0,88 %	0,01	0,0002 $
		Reformage de l'essence	0,02	0,87 %	0,02	0,0004 $
	Véhicules utilitaires lourds	Électrolyse utilisant le réseau	0,02	1,30 %	0,12	0,0024 $
		Reformage du méthane vapeur	0,01	0,80 %	0,06	0,0012 $
		Reformage du méthanol	0,01	0,90 %	0,06	0,0013 $
		Reformage de l'essence	0,02	0,99 %	0,12	0,0024 $

Le tableau 32 indique le niveau des émissions générées par la production et le fonctionnement de différents véhicules modélisés dans la présente étude. Le tableau 32 indique également les incidences de ces émissions sur les coûts pour l'utilisateur du véhicule, dans les cas suivants : lorsque le fabricant du véhicule doit défrayer les coûts des émissions produites lors de la fabrication du véhicule, ces coûts étant transférés entièrement à l'acheteur, et lorsque le prix du carburant comprend une surcharge reflétant les coûts associés aux émissions de carburant.

Tableau 32 Autres émissions en suspension dans l'air du réservoir à la roue

	Véhicules utilitaires légers à MCI alimentés à l'essence	Véhicules utilitaires légers à pile à combustible alimentés à l'hydrogène	Véhicules utilitaires lourds à MAC alimentés au diesel	Véhicules utilitaires lourds à pile à combustible à l'hydrogène
Émissions de NOx générées lors de la fabrication du véhicule (tonnes)	0,04	0,04	0,24	0,36
Émissions de NOx totales générées lors de la fabrication du véhicule (grammes/km)	0,16	0,17	0,19	0,28
Émissions de NOx générées pendant le fonctionnement du véhicule (grammes/km)	0,19	0,00	16,87	0,00
Émissions de NOx totales (grammes/km)	0,35	0,17	17,06	0,28
Coûts des émissions de NOx ($/km à 1 200 $ par tonne)	0,0005 $	0,0002 $	0,0222 $	0,0004 $
Émissions de SOx générées lors de la fabrication du véhicule (tonnes)	0,04	0,05	0,22	0,40
Émissions de SOx totales générées lors de la production du véhicule (grammes/km)	0,19	0,23	0,17	0,32
Émissions de SOx générées lors du fonctionnement du véhicule (grammes/km)	0,02	0,00	0,16	0,00
Émissions de SOx totales (grammes/km)	0,21	0,23	0,33	0,32
Coûts des émissions de SOx ($/km à 1 200 $ par tonne)	0,0003 $	0,0003 $	0,0004 $	0,0004 $
Émissions de MP totales générées lors de la fabrication du véhicule (tonnes)	0,03	0,03	0,31	0,38
Émissions de MP générées lors de la fabrication du véhicule (grammes/km)	0,14	0,14	0,24	0,30
Émissions de MP générées lors du fonctionnement du véhicule (grammes/km)	0,03	0,00	0,49	0,00
Émissions de MP totales (grammes/km)	0,18	0,14	0,74	0,30
Coûts des émissions MP ($/km à 1 200 $ par tonne)	0,0002 $	0,0002 $	0,0010 $	0,0004 $
Coûts totaux des autres émissions en suspension dans l'air	0,0010 $	0,0007 $	0,0236 $	0,0012 $

Les incidences de ces coûts sur les coûts totaux relatifs pour chaque méthode de production sont indiquées à la section 2-3.

2-2.3) Coûts inhérents aux questions de sûreté

2-2.3.1) Questions de sûreté du puits au réservoir

Les divers procédés de production présentent des risques différents en matière de sûreté pour le public. Par exemple, il est probable qu'il y aura davantage de préoccupation du public concernant les risques pour la sûreté reliés à un réacteur nucléaire que s'il s'agissait d'autres sources de carburant comme celles examinées dans la présente étude, parce que dans le cas d'un réacteur nucléaire, les conséquences d'une défaillance risquent d'être plus importantes que s'il s'agissait d'une raffinerie de pétrole.

Cependant, la différence entre les risques pour la sûreté ont déjà été internalisés, selon toute vraisemblance, par le biais de deux mécanismes. La régulation, par le gouvernement, des industries de fabrication constitue le premier mécanisme. Cela représente une indication claire des coûts pour la société liés à la sûreté. Les coûts liés à la conformité de l'exploitation d'une centrale nucléaire sont probablement supérieurs à ceux associés à l'exploitation d'une raffinerie de pétrole. Le marché de l'assurance doit également évaluer les coûts associés à divers degrés de risque inhérent à différentes industries. Toute couverture d'assurance reflète les différents degrés de risque dans les primes d'assurance, ce qui constitue un deuxième mécanisme d'internalisation des coûts.

Par conséquent, aucun coût additionnel n'est ajouté dans la composante du puits au réservoir du modèle en rapport avec les questions de sûreté.

2.2.3.2) Questions de sûreté du réservoir à la roue

Comme les véhicules à pile à combustible à l'hydrogène n'ont pas encore été lancés sur le marché, il existe très peu de données qui comparent la sûreté relative de ces véhicules aux véhicules actuels à l'essence et au diesel. Par conséquent, on ne peut pas présumer que les règlements du gouvernement et les primes d'assurance tiennent déjà compte des coûts inhérents à la sûreté potentielle.

Cependant, dans la majeure partie de la documentation, on s'entend sur le fait que la réputation de l'hydrogène à titre de carburant hautement dangereux n'est pas fondée. Cette perception est largement attribuable à l'incident de Hindenburg. L'incident de Hindenburg n'a pas été causé par le fait que l'hydrogène est resté prisonnier de l'enveloppe du Zeppelin, mais plutôt par le revêtement hautement inflammable utilisé pour sceller l'enveloppe du Zeppelin. Par conséquent, l'incident ne permet pas de tirer des conclusions à l'effet que l'hydrogène est un carburant hautement dangereux.

Certaines des propriétés de l'hydrogène créent des risques qui n'existent pas pour l'essence et le diesel : il produit une flamme pratiquement invisible et il est plus combustible. Cependant, certaines de ses autres propriétés compensent ces risques : il est plus léger que l'air, et par conséquent ne s'accumule pas et se dissipe rapidement. Ces propriétés laissent supposer dans la documentation que l'hydrogène comme combustible ne pose pas de risque plus grand pour la sûreté que l'essence ou le diesel.

Cependant, comme il risque d'y avoir des préoccupations publiques concernant la sûreté de l'hydrogène à titre de carburant de transport, les compagnies d'assurance peuvent imposer une prime pour ces véhicules. On évalue l'incidence d'une prime d'assurance additionnelle de 500 $ par année pour le fonctionnement d'un véhicule alimenté à l'hydrogène. Il ne s'agit pas là strictement d'une externalité; il s'agit

simplement d'un coût direct additionnel potentiel dont il n'a pas été tenu compte dans le scénario de référence.

Les résultats de cette expérience sont indiqués à la section 2-3.3.

En outre, il peut exister des exigences réglementaires additionnelles régissant le fonctionnement des véhicules utilitaires lourds à l'hydrogène, qui peuvent différer des exigences réglementaires pour le fonctionnement d'un véhicule utilitaire lourd au diesel. Par exemple, comme l'hydrogène ventilé aurait tendance à monter vers le haut, plutôt que de s'accumuler au sol comme le diesel, il pourrait y avoir des exigences de ventilation additionnelles requises pour les garages d'autobus. L'adaptation à un nouvel environnement réglementaire peut être coûteux. Ainsi, un coût additionnel de 1 000 000 $ par garage d'autobus est ajouté dans le modèle, afin de tenir compte des exigences en capital additionnelles possibles et d'autres coûts possibles associés à la conformité à de nouvelles dispositions réglementaires différentes. Les résultats de cette expérience sont également indiqués à la partie 2-3.3.

Il convient de noter que ces chiffres sont utilisés simplement à titre d'estimation des incidences possibles que ces facteurs pourraient avoir sur les coûts, et ne sont pas basés sur aucune estimation réelle des hausses possibles des primes d'assurance ou des coûts de fonctionnement.

2-2.4) Coûts associés à l'utilisation d'autres biens publics

Les sections 2.2.1 et 2-2.2 portent principalement sur les coûts particuliers associés à l'utilisation de l'air, à titre de biens publics, comme réceptacle de différentes émissions. Des questions semblables peuvent se poser pour d'autres biens publics, comme l'eau ou les terres.

Pour les méthodes de production examinées, nous supposons que l'utilisation de terres additionnelles est marginale, car les investissements sont tous des investissements marginaux pour des opérations déjà existantes. Pour cette raison, il n'y aura aucun coût associé à l'utilisation des terres à considérer.

Toutefois, s'il était nécessaire d'accroître la capacité de production d'électricité afin d'approvisionner les méthodes de production, ou qu'il fallait accroître la production de pétrole ou de méthane, l'utilisation des terres serait alors un enjeu. Il existe des marchés libres pour les terres, par exemple le marché immobilier; par conséquent, le prix payé pour un terrain refléterait généralement la valeur que la société lui attribue. Cependant, cela n'est peut-être pas vrai dans tous les cas. Par exemple, si des terres du gouvernement étaient confiées à un opérateur de parc d'éoliennes, ou à une centrale hydroélectrique, le prix ne refléterait pas la valeur réelle du terrain. Ou encore, l'ajout d'une nouvelle centrale hydroélectrique sur un cours d'eau pourrait causer des inondations de terres non associées au projet le long du cours d'eau.

Les coûts de l'eau sont également considérés dans ce modèle en intégrant le coût de l'eau utilisé dans les procédés de production. Le prix utilisé est une moyenne des prix imposés par les municipalités. Comme l'établissement du prix de l'eau au Canada a fait l'objet de plusieurs débats, le prix utilisé dans le modèle ne reflète pas nécessairement la valeur réelle de la ressource. Cependant, le prix chargé pour l'eau qui est dix fois plus élevé a des incidences importantes sur les coûts finaux de l'opérateur du véhicule.

2-2.5) Autres externalités

La transition des carburants à base de pétrole vers l'hydrogène aurait de nombreuses incidences sur la société. Certaines incidences seraient socio-économiques par nature, comme le changement dans la répartition des revenus, ou le changement dans les niveaux d'emplois régionaux. D'autres incidences seraient davantage politico-économiques, comme une dépendance accrue à l'énergie.

De nombreuses incidences socio-économiques seraient régionales, mais pourraient se traduire à un niveau national. Par exemple, on s'attend à ce qu'une demande accrue de produits à base de pétrole cause une diminution des revenus et des emplois dans les régions productrices de pétrole, comme l'Alberta. Cependant, la demande accrue d'hydrogène, ainsi que la demande accrue d'équipement de production d'hydrogène pourraient augmenter les revenus et les emplois dans d'autres régions du pays. Ainsi, il n'y aurait pas d'incidence nette sur les emplois et les revenus au niveau national.

Cependant, même si les incidences positives et négatives ne se traduisaient pas à un niveau national, il y aurait encore des coûts associés à la transition vers une nouvelle technologie, comme des emplois qui deviennent désuets et de nouveaux emplois qui doivent être appris. Cependant, il est peu probable que le changement des carburants à base de pétrole vers l'hydrogène comme combustible surviennent rapidement. Une transition plus lente diminue les incidences de ces coûts.

Les incidences politico-économiques d'une telle transition pourraient comprendre les avantages tirés d'une indépendance accrue face à l'énergie. Cependant, ces avantages politiques seraient difficiles à quantifier. Ce facteur est souvent mentionné dans la considération des incidences pour les États-Unis d'Amérique, mais ne serait probablement pas aussi important pour le Canada, en raison de la production d'énergie domestique plus grande au Canada. Cependant, même si le Canada est un exportateur net d'énergie, il n'est pas à l'abri des conséquences liées à une hausse du prix de l'énergie. Le prix du pétrole au Canada dépend largement de la tension sur les prix sur le plan international.

Il pourrait en fait y avoir certains aspects négatifs pour le Canada associés à l'utilisation de l'hydrogène, si les États-Unis devenaient plus indépendants pour ce qui est de leur ressource énergétique. Le Canada exporte du pétrole vers les États-Unis, et la réduction de cette demande aurait des incidences pour le Canada. Le Canada exporte également d'autres formes d'énergie vers les États-Unis, comme l'électricité et le gaz naturel, qui sont utilisés dans la production d'hydrogène; ainsi, la baisse de la demande de pétrole pourrait être compensée par une augmentation de la demande pour d'autres formes d'énergie. Cependant, bien que cela pourrait équilibrer l'équation des exportations énergétiques vers les États-Unis, cela pourrait tout de même mener à une redistribution du revenu régional, dans les régions loin de celles qui produisent du pétrole, dans les régions productrices d'électricité et de gaz naturel.

Certains auteurs ont également mentionné la possibilité d'avantages accrus sur le plan de la sécurité, étant donné que l'engagement politique au Moyen-Orient serait réduit. Il n'existe pas d'estimations fiables de la valeur de ces avantages, et le but de la présente étude n'est pas de tenter de les quantifier.

2-3) Comparaison des résultats pour la partie 2

2-3.1) Incidences de l'internalisation des coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre

Comme nous l'avons mentionné à la section 2-2.1, des frais de 15 $ par tonne pour les émissions de gaz à effet de serre ont une incidence sur les coûts des méthodes de production de carburant dans trois domaines : la production du carburant, la fabrication du véhicule et l'utilisation du carburant dans le véhicule.

Le tableau 33 présente les résultats de ces incidences sur les coûts totaux par kilomètre pour les véhicules utilitaires légers, pour chacune des méthodes de production de véhicule utilitaire léger. Le tableau 34 présente les résultats de ces incidences pour les véhicules utilitaires lourds. Chaque méthode de production par électrolyse centralisée est indiquée séparément parce que les différents niveaux des émissions de gaz à effet de serre générées dans la production d'électricité donnent lieu à des structures de coût différentes pour chacune des méthodes.

Tableau 33 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (incluant les coûts des émissions de GES à 15 $/tonne)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[39]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[40]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0202 $	0,0703 $	0,2891 $	**0,3594 $**	**0 $**	0,3377 $	**6,42 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0471 $	0,0888 $	0,3091 $	**0,3979 $**	**54 $**	0,3962 $	**0,43 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0540 $	0,1018 $	0,3091 $	**0,4109 $**	**72 $**	0,3962 $	**3,71 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0470 $	0,0887 $	0,3091 $	**0,3978 $**	**53 $**	0,3962 $	**0,40 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0472 $	0,0890 $	0,3091 $	**0,3980 $**	**54 $**	0,3962 $	**0,47 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0375 $	0,0708 $	0,3091 $	**0,3799 $**	**29 $**	0,3755 $	**1,17 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0337 $	0,0636 $	0,3091 $	**0,3726 $**	**18 $**	0,3685 $	**1,13 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0384 $	0,0725 $	0,3091 $	**0,3816 $**	**31 $**	0,3772 $	**1,16 %**
	Reformage du méthanol	0,0268 $	0,0505 $	0,3091 $	**0,3596 $**	**0 $**	0,3550 $	**1,29 %**
	Reformage de l'essence	0,0537 $	0,1014 $	0,3091 $	**0,4105 $**	**71 $**	0,4036 $	**1,70 %**

[39] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[40] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Tableau 34 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (incluant les coûts des émissions de GES à 15 $/tonne)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[41]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[42]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0183 $	0,3389 $	0,8039 $	**1,1428 $**	**0 $**	1,0770 $	**6,10 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0471 $	0,5799 $	0,8728 $	**1,4527 $**	**1 808 $**	1,4468 $	**0,41 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0540 $	0,6646 $	0,8728 $	**1,5374 $**	**2 302 $**	1,4468 $	**6,27 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0470 $	0,5791 $	0,8728 $	**1,4519 $**	**1 803 $**	1,4468 $	**0,36 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0472 $	0,5808 $	0,8728 $	**1,4536 $**	**1 813 $**	1,4468 $	**0,47 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0375 $	0,4623 $	0,8728 $	**1,3351 $**	**1 122 $**	1,3116 $	**1,79 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0330 $	0,4063 $	0,8728 $	**1,2791 $**	**795 $**	1,2571 $	**1,75 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0308 $	0,3794 $	0,8728 $	**1,2522 $**	**638 $**	1,2288 $	**1,90 %**
	Reformage du méthanol	0,0259 $	0,3194 $	0,8728 $	**1,1922 $**	**288 $**	1,1675 $	**2,11 %**
	Reformage de l'essence	0,0459 $	0,5658 $	0,8728 $	**1,4386 $**	**1 726 $**	1,3990 $	**2,83 %**

Les résultats des tableaux 33 et 34 sont concluants : les méthodes de production d'essence et de diesel sont celles qui subissent le plus les contrecoups de l'intégration d'une redevance pour les gaz à effet de serre. Les coûts totaux pour ces deux méthodes augmentent de plus de 6 %, comme dans le cas de l'électrolyse qui utilise des centrales thermiques au charbon comme source. L'augmentation des coûts totaux est de plus de 3 % pour les véhicules utilitaires légers et de plus de 6 % pour les véhicules utilitaires lourds.

Cependant, même avec cette redevance additionnelle, les méthodes d'essence et de diesel demeurent les méthodes les plus économiques, même si pour les véhicules utilitaires légers l'électrolyse décentralisée et le reformage du méthanol ne se situent pas dans la plage d'élasticité de la différence de coût de moins de 20 $ par mois.

Comme nous l'avons mentionné au paragraphe 2-1.1, une autre expérience sera réalisée, dans laquelle on utilisera une redevance de 50 $ par tonne pour les émissions de gaz à effet de serre. Les résultats de cette expérience sont indiqués aux tableaux 35 et 36.

---

[41] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[42] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Tableau 35 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (incluant les coûts des émissions de GES à 50 $/tonne)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[43]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[44]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0337 $	0,1176 $	0,2924 $	**0,4100 $**	**0 $**	0,3377 $	**21,41 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0473 $	0,0892 $	0,3126 $	**0,4019 $**	**-11 $**	0,3962 $	**1,44 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0702 $	0,1325 $	0,3126 $	**0,4451 $**	**49 $**	0,3962 $	**12,35 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0471 $	0,0889 $	0,3126 $	**0,4015 $**	**-12 $**	0,2962 $	**1,34 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0475 $	0,0897 $	0,3126 $	**0,4024 $**	**-11 $**	0,3962 $	**1,55 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0411 $	0,0775 $	0,3126 $	**0,3901 $**	**-28 $**	0,3755 $	**3,90 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0370 $	0,0697 $	0,3126 $	**0,3824 $**	**-38 $**	0,3685 $	**3,78 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0420 $	0,0792 $	0,3126 $	**0,3918 $**	**-25 $**	0,3772 $	**3,87 %**
	Reformage du méthanol	0,0306 $	0,0577 $	0,3126 $	**0,3703 $**	**-55 $**	0,3550 $	**4,30 %**
	Reformage de l'essence	0,0603 $	0,1138 $	0,3126 $	**0,4265 $**	**23 $**	0,4036 $	**5,66 %**

L'incidence des redevances sur les émissions de gaz à effet de serre plus élevées est plutôt linéaire, avec une augmentation de 333 % se traduisant par des augmentations de coût à peu près équivalentes. Cela donne lieu à une augmentation de coût de plus de 20 % pour l'essence dans la méthode de production visant les véhicules utilitaires légers; par conséquent, cette méthode devient l'une des méthodes les moins économiques. Seules les méthodes qui utilisent l'électricité provenant des centrales alimentées au charbon et le reformage stationnaire de l'essence sont moins économiques.

[43] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[44] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Tableau 36 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (incluant les coûts des émissions de GES à 50 $/tonne)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[45]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[46]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0263 $	0,4864 $	0,8098 $	**1,2962 $**	**0 $**	1,0770 $	**20,35 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0473 $	0,5826 $	0,8840 $	**1,4666 $**	**994 $**	1,4468 $	**1,37 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0702 $	0,8649 $	0,8840 $	**1,7489 $**	**2 641 $**	1,4468 $	**20,88 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0471 $	0,5801 $	0,8840 $	**1,4640 $**	**979 $**	1,4468 $	**1,19 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0475 $	0,5857 $	0,8840 $	**1,4696 $**	**1 012 $**	1,4468 $	**1,58 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0411 $	0,5059 $	0,8840 $	**1,3898 $**	**546 $**	1,3116 $	**5,96 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0363 $	0,4467 $	0,8840 $	**1,3306 $**	**201 $**	1,2571 $	**5,85 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0343 $	0,4228 $	0,8840 $	**1,3067 $**	**61 $**	1,2288 $	**6,34 %**
	Reformage du méthanol	0,0297 $	0,3658 $	0,8840 $	**1,2498 $**	**-271 $**	1,1675 $	**7,04 %**
	Reformage de l'essence	0,0525 $	0,6469 $	0,8840 $	**1,5308 $**	**1 369 $**	1,3990 $	**9,42 %**

Pour ce qui est des méthodes relatives aux véhicules utilitaires lourds, il demeure avantageux de conserver les véhicules classiques alimentés au diesel. Seul le reformage du méthanol décentralisé est plus économique.

En comparant les résultats de l'électrolyse centralisée avec ceux de l'électrolyse décentralisée aux tableaux 33, 34, 35 et 36, on constate que l'électrolyse décentralisée pourrait être même plus concurrentielle avec l'essence et le diesel, car le procédé est alimenté seulement par une source d'électricité plus propre que le mélange du réseau, comme énergie éolienne ou hydraulique. Cependant, le réseau a été choisi spécifiquement pour la méthode d'électrolyse décentralisée parce que les incidences environnementales réelles de l'achat d'électricité hors réseau, considérées comme ayant été produites par une source spécifique unique, sont quelque peu controversées.

Il est physiquement impossible de diriger l'énergie achetée dans une source donnée par le réseau vers un utilisateur particulier. Cependant, certaines provinces ont des programmes permettant au consommateur d'indiquer s'il souhaite acheter son électricité d'une source spécifique, comme une éolienne. Toutefois, l'allocation de la production d'électricité « propre » à un utilisateur particulier ne change pas nécessairement le mélange total de la production d'électricité. Par conséquent, l'électricité achetée par les autres consommateurs devrait être considérée comme étant beaucoup « moins propre ». En bout de ligne, le coût pour la société de la demande marginale devrait tenir

[45] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[46] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

compte de l'incidence directe de l'électricité attribuée pour répondre à cette demande et aux effets indirects de l'enlèvement de cette source sur les émissions imputables au reste de l'électricité produite. Ainsi, les résultats de ces effets directs et indirects seraient essentiellement les mêmes que les résultats obtenus si on avait répondu à la demande marginale à l'aide du mélange global d'électricité.

2-3.2) Incidences des autres émissions en suspension dans l'air

Comme dans le cas des redevances sur les émissions de gaz à effet de serre, les coûts d'intégration pour les NOx, SOx et MP ont une incidence sur les coûts de production du carburant, les coûts de production des véhicules et les coûts de fonctionnement des véhicules. Les résultats de l'intégration de ces coûts sur les coûts totaux par kilomètre pour les véhicules utilitaires légers sont présentés au tableau 37, et pour les véhicules utilitaires lourds, au tableau 38.

Tableau 37 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (incluant les autres coûts des émissions en suspension dans l'air)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[47]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[48]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisé	Essence	0,0190 $	0,0663 $	0,2918 $	**0,3581 $**	**0 $**	0,3377 $	**6,04 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0471 $	0,0888 $	0,3118 $	**0,4006 $**	**59 $**	0,3962 $	**1,11 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0523 $	0,0986 $	0,3118 $	**0,4104 $**	**73 $**	0,3962 $	**3,57 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0470 $	0,0887 $	0,3118 $	**0,4004 $**	**59 $**	0,3962 $	**1,07 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0470 $	0,0887 $	0,3118 $	**0,4004 $**	**59 $**	0,3962 $	**1,07 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0364 $	0,0687 $	0,3118 $	**0,3805 $**	**31 $**	0,3755 $	**1,32 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0332 $	0,0627 $	0,3118 $	**0,3745 $**	**23 $**	0,3685 $	**1,63 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0373 $	0,0704 $	0,3118 $	**0,3822 $**	**34 $**	0,3772 $	**1,32 %**
	Reformage du méthanol	0,0257 $	0,0485 $	0,3118 $	**0,3602 $**	**3 $**	0,3550 $	**1,46 %**
	Reformage de l'essence	0,0519 $	0,0978 $	0,3118 $	**0,4096 $**	**72 $**	0,4036 $	**1,49 %**

[47] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[48] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Tableau 38 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (incluant les autres coûts des émissions en suspension dans l'air)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[49]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[50]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0187 $	0,3459 $	0,8134 $	**1,1593 $**	**0 $**	1,0770 $	**7,64 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0471 $	0,5799 $	0,8895 $	**1,4695 $**	**1 810 $**	1,4468 $	**1,57 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0523 $	0,6436 $	0,8895 $	**1,5331 $**	**2 181 $**	1,4468 $	**5,97 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0470 $	0,5788 $	0,8895 $	**1,4683 $**	**1 803 $**	1,4468 $	**1,49 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0470 $	0,5788 $	0,8895 $	**1,4683 $**	**1 803 $**	1,4468 $	**1,49 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0364 $	0,4484 $	0,8895 $	**1,3379 $**	**1 042 $**	1,3116 $	**2,01 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0325 $	0,4008 $	0,8895 $	**1,2903 $**	**764 $**	1,2571 $	**2,64 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0297 $	0,3656 $	0,8895 $	**1,2551 $**	**559 $**	1,2288 $	**2,14 %**
	Reformage du méthanol	0,0248 $	0,3057 $	0,8895 $	**1,1952 $**	**209 $**	1,1675 $	**2,37 %**
	Reformage de l'essence	0,0441 $	0,5426 $	0,8895 $	**1,4322 $**	**1 592 $**	1,3990 $	**2,37 %**

Les résultats présentés aux tableaux 37 et 38 sont semblables aux résultats pour les émissions de gaz à effet de serre à 15 $ par tonne, tel que présenté aux tableaux 33 et 34.

Les plus grandes augmentations sont pour les méthodes de production utilisant l'essence et le diesel, ainsi que pour le procédé d'électrolyse utilisant l'électricité provenant des centrales alimentées au charbon employé pour alimenter les véhicules utilitaires lourds. L'essence et le diesel demeurent les méthodes de production les plus économiques.

2-3.3) Incidences des coûts liés à la sûreté

Contrairement aux émissions de gaz à effet de serre et aux autres émissions en suspension dans l'air, les incidences des coûts liés à la sûreté sont plus ciblées. Pour les véhicules utilitaires légers, les coûts affectent principalement le fonctionnement des véhicules. Les incidences pour les véhicules utilitaires lourds sont essentiellement liés aux coûts de distribution du carburant, qui se reflètent dans le « prix du carburant avant taxes ».

Le tableau 37 présente les incidences pour les véhicules utilitaires légers des augmentations de prime d'assurance de 500 $ pour les véhicules alimentés à l'hydrogène, et le tableau 38 présente les résultats du coût réglementaire additionnel de

[49] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[50] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

1 000 000 $ par garage (2 000 000 $ au total) pour les véhicules utilitaires lourds. Comme l'incidence de ces coûts ne varie pas selon la méthode de production d'hydrogène, les tableaux dans cette sous-section ne tiennent pas compte de la méthode d'électrolyse centralisée, car les résultats sont identiques pour chacun.

Le modèle a été appliqué avec ces deux redevances additionnelles intégrées en même temps, car les coûts additionnels pour loger et alimenter les véhicules utilitaires lourds n'ont aucune incidence sur les méthodes de production centralisée relatives aux véhicules utilitaires légers. La structure de coût pour les méthodes de production centralisée contient les coûts de production et de distribution du carburant à la fois pour les véhicules utilitaires légers et les véhicules utilitaires lourds. On présume qu'une seule compagnie produit et distribue le carburant à la fois pour les véhicules utilitaires légers et les véhicules utilitaires lourds. Si leurs coûts augmentent par suite des exigences de conformité à une réglementation nouvelle associée à leurs opérations d'alimentation des véhicules utilitaires lourds, cela pourrait avoir une incidence sur le prix qu'elle redevance pour les véhicules utilitaires légers. De même, cela réduirait également les incidences potentielles que ces coûts réglementaires pourraient avoir sur les résultats se rapportant aux méthodes de production centralisée destinées aux véhicules utilitaires lourds s'ils sont appliqués de manière isolée, comme c'est le cas pour les méthodes de production décentralisée destinées à alimenter les véhicules utilitaires lourds.

Tableau 39 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (incluant les coûts liés à la sûreté)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[51]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[52]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0143 $	0,0500 $	0,2877 $	**0,3377 $**	**0 $**	0,3377 $	**0,00 %**
	Électrolyse	0,0483 $	0,0911 $	0,3375 $	**0,4286 $**	**127 $**	0,3962 $	**8,18 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0373 $	0,0704 $	0,3375 $	**0,4079 $**	**98 $**	0,3755 $	**8,63 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant l'électricité du réseau	0,0323 $	0,0609 $	0,3375 $	**0,3984 $**	**84 $**	0,3685 $	**8,13 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0369 $	0,0697 $	0,3375 $	**0,4072 $**	**97 $**	0,3772 $	**7,94 %**
	Reformage du méthanol	0,0252 $	0,0475 $	0,3375 $	**0,3850 $**	**66 $**	0,3550 $	**8,43 %**
	Reformage de l'essence	0,0509 $	0,0961 $	0,3375 $	**0,4335 $**	**133 $**	0,4036 $	**7,42 %**

[51] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[52] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Tableau 40 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (incluant les coûts liés à la sûreté)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[53]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[54]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0149 $	0,2756 $	0,8014 $	**1,0770 $**	**0 $**	1,0770 $	**0,00 %**
	Électrolyse	0,0483 $	0,5949 $	0,8680 $	**1,4629 $**	**2 251 $**	1,4468 $	**1,11 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0373 $	0,4597 $	0,8680 $	**1,3277 $**	**1 462 $**	1,3116 $	**1,23 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant l'électricité du réseau	0,0334 $	0,4111 $	0,8680 $	**1,2791 $**	**1 179 $**	1,2571 $	**1,75 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0311 $	0,3828 $	0,8680 $	**1,2508 $**	**1 014 $**	1,2288 $	**1,79 %**
	Reformage du méthanol	0,0261 $	0,3215 $	0,8680 $	**1,1895 $**	**656 $**	1,1675 $	**1,88 %**
	Reformage de l'essence	0,0449 $	0,5530 $	0,8680 $	**1,4210 $**	**2 007 $**	1,3990 $	**1,57 %**

Les résultats pour les véhicules utilitaires légers illustrent l'importance de toute différence dans les coûts d'acquisition et d'entretien annuels sur les résultats finaux. L'augmentation de 500 $ par année liée au fonctionnement des véhicules à l'hydrogène génère une augmentation d'environ 8 % des coûts totaux par kilomètre. Cette différence est plus grande que les incidences liées à l'internalisation des coûts relatifs aux émissions de gaz à effet de serre ou aux coûts relatifs à d'autres émissions en suspension dans l'air se rapportant aux méthodes de production utilisant l'essence.

Pour ce qui est des véhicules utilitaires lourds, les augmentations du coût total sont moins importantes, ce qui génère une augmentation de quelques cents par kilomètre. Comme nous l'avons mentionné précédemment, les incidences sur les méthodes de production centralisée sont inférieures aux incidences sur les méthodes de production décentralisée, car l'augmentation des coûts associés aux exigences réglementaires additionnelles est partiellement assumée par les véhicules utilitaires légers.

2-3.4) Incidences de toutes les externalités regroupées

Pour cette expérience, les incidences du regroupement de tous les coûts associés aux externalités mentionnés précédemment sont examinées. Dans cette itération initiale du modèle, les coûts des émissions de gaz à effet de serre sont laissés à leur valeur initiale de 15 $ par tonne.

Le tableau 41 présente les résultats pour les véhicules utilitaires légers et le tableau 42, les résultats pour les véhicules utilitaires lourds.

---

[53] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[54] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Tableau 41 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (toutes les externalités, GES à 15 $/tonne)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[55]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[56]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0249 $	0,0866 $	0,2932 $	**0,3798 $**	**0 $**	0,3377 $	**12,46 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0485 $	0,0915 $	0,3432 $	**0,4347 $**	**76 $**	0,3962 $	**9,72 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0605 $	0,1142 $	0,3432 $	**0,4574 $**	**108 $**	0,3962 $	**15,46 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0483 $	0,0912 $	0,3432 $	**0,4344 $**	**76 $**	0,3962 $	**9,65 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0485 $	0,0914 $	0,3432 $	**0,4347 $**	**76 $**	0,3962 $	**9,71 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0392 $	0,0740 $	0,3432 $	**0,4173 $**	**52 $**	0,3755 $	**11,12 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0346 $	0,0653 $	0,3432 $	**0,4086 $**	**40 $**	0,3685 $	**10,89 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0388 $	0,0733 $	0,3432 $	**0,4165 $**	**51 $**	0,3772 $	**10,41 %**
	Reformage du méthanol	0,0273 $	0,0515 $	0,3432 $	**0,3947 $**	**21 $**	0,3550 $	**11,18 %**
	Reformage de l'essence	0,0547 $	0,1032 $	0,3432 $	**0,4464 $**	**93 $**	0,4036 $	**10,61 %**

Ces résultats montrent que les coûts sont cumulatifs de manière linéaire. En d'autres mots, les résultats présentés aux tableaux 41 et 42 ne sont pas tellement différents des valeurs que nous aurions obtenues en ajoutant les augmentations de coût des tableaux des émissions de gaz à effet de serre, des tableaux des autres émissions en suspension dans l'air et des tableaux des coûts liés à la sûreté tous regroupés. On devait s'y attendre, car il y a très peu d'interaction entre les éléments de coût.

Lors de l'examen des incidences relatives au coût résultantes pour les véhicules utilitaires légers, les augmentations de coût sont en tous points semblables pour toutes les méthodes de production. L'avantage que de nombreuses méthodes de production d'hydrogène possèdent en termes d'émissions, sauf pour la méthode reposant sur la production d'électricité à partir d'une centrale thermique au charbon, est perdu principalement à cause des coûts d'assurance plus élevés. Ainsi, l'essence demeure la méthode de production la plus économique, avec la méthode du reformage du méthanol décentralisé qui est presque concurrentielle.

---

[55] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[56] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Tableau 42 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (toutes les externalités, GES à 15 $/tonne)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[57]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[58]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0221 $	0,4092 $	0,8159 $	**1,2251 $**	**0 $**	1,0770 $	**13,75 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0485 $	0,5972 $	0,8943 $	**1,4915 $**	**1 554 $**	1,4468 $	**3,09 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0605 $	0,7456 $	0,8943 $	**1,6399 $**	**2 420 $**	1,4468 $	**13,35 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0483 $	0,5953 $	0,8943 $	**1,4896 $**	**1 543 $**	1,4468 $	**2,96 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0485 $	0,5970 $	0,8943 $	**1,4913 $**	**1 553 $**	1,4468 $	**3,08 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0392 $	0,4832 $	0,8943 $	**1,3775 $**	**889 $**	1,3116 $	**5,02 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0357 $	0,4400 $	0,8943 $	**1,3343 $**	**637 $**	1,2571 $	**6,15 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0330 $	0,4062 $	0,8943 $	**1,3005 $**	**440 $**	1,2288 $	**5,83 %**
	Reformage du méthanol	0,0282 $	0,3476 $	0,8943 $	**1,2419 $**	**98 $**	1,1675 $	**6,37 %**
	Reformage de l'essence	0,0487 $	0,5994 $	0,8943 $	**1,4937 $**	**1 567 $**	1,3990 $	**6,77 %**

Pour ce qui est des méthodes de production destinées aux véhicules utilitaires lourds, les méthodes de production d'hydrogène, à l'exception de la méthode utilisant une centrale alimentée au charbon auront des augmentations beaucoup moins importantes que les méthodes de production au diesel, mais le diesel demeure tout de même la méthode de production la plus économique.

2-3.4) Incidences de toutes les externalités regroupées, et des coûts plus élevés des gaz à effet de serre

Une autre expérience est réalisée dans laquelle toutes les externalités sont incluses, mais la redevance sur les émissions de gaz à effet de serre est portée à la valeur 50 $ par tonne.

---

[57] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[58] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Le tableau 43 illustre les résultats pour les véhicules utilitaires légers et le tableau 44, pour les véhicules utilitaires lourds.

Tableau 43 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (toutes les externalités, GES à 50 $/tonne)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[59]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[60]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0384 $	0,1339 $	0,2965 $	**0,4304 $**	**0 $**	0,3377 $	**27,45 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0487 $	0,0919 $	0,3468 $	**0,4387 $**	**12 $**	0,3962 $	**10,73 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0768 $	0,1449 $	0,3468 $	**0,4917 $**	**85 $**	0,3962 $	**24,11 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0484 $	0,0913 $	0,3468 $	**0,4381 $**	**11 $**	0,3962 $	**10,59 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0489 $	0,0922 $	0,3468 $	**0,4390 $**	**12 $**	0,3962 $	**10,80 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0428 $	0,0807 $	0,3468 $	**0,4275 $**	**-4 $**	0,3755 $	**13,85 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0379 $	0,0715 $	0,3468 $	**0,4183 $**	**-17 $**	0,3685 $	**13,54 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0424 $	0,0799 $	0,3468 $	**0,4267 $**	**-5 $**	0,3772 $	**13,12 %**
	Reformage du méthanol	0,0311 $	0,0586 $	0,3468 $	**0,4054 $**	**-35 $**	0,3550 $	**14,19 %**
	Reformage de l'essence	0,0613 $	0,1156 $	0,3468 $	**0,4624 $**	**45 $**	0,4036 $	**14,57 %**

Comme on s'y attendait, pour les véhicules utilitaires légers, les coûts totaux pour la méthode de production utilisant l'essence sont beaucoup plus élevés que les résultats du tableau 41. Cette expérience a permis de conclure que la majorité des méthodes de production diffèrent de quelques cents par kilomètre les unes des autres, à l'exception de la méthode utilisant l'électricité produite par une centrale alimentée au charbon. Dans ce cas, toutes les méthodes de production d'hydrogène sauf deux deviennent concurrentielles avec l'essence, les exceptions étant l'électrolyseur alimenté au charbon et la méthode de reformage de l'essence décentralisé.

[59] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[60] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Tableau 44 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (toutes les externalités, GES à 50 $/tonne)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[61]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[62]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0301 $	0,5567 $	0,8218 $	**1,3785 $**	**0 $**	1,0770 $	**27,99 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0487 $	0,5999 $	0,9055 $	**1,5054 $**	**740 $**	1,4468 $	**4,05 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0768 $	0,9459 $	0,9055 $	**1,8514 $**	**2 759 $**	1,4468 $	**27,97 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0484 $	0,5962 $	0,9055 $	**1,5017 $**	**719 $**	1,4468 $	**3,80 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0489 $	0,6018 $	0,9055 $	**1,5073 $**	**751 $**	1,4468 $	**4,18 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0428 $	0,5268 $	0,9055 $	**1,4323 $**	**314 $**	1,3116 $	**9,20 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0390 $	0,4803 $	0,9055 $	**1,3858 $**	**43 $**	1,2571 $	**10,24 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0365 $	0,4496 $	0,9055 $	**1,3551 $**	**-137 $**	1,2288 $	**10,27 %**
	Reformage du méthanol	0,0320 $	0,3940 $	0,9055 $	**1,2995 $**	**-461 $**	1,1675 $	**11,30 %**
	Reformage de l'essence	0,0552 $	0,6805 $	0,9055 $	**1,5859 $**	**1 210 $**	1,3990 $	**13,36 %**

Pour les véhicules utilitaires lourds, les résultats demeurent inégaux. La méthode de production centralisée demeure la plus coûteuse, comme la méthode du reformage de l'essence, alors que les autres méthodes de production décentralisée demeurent concurrentielles, la méthode du reformage du méthane vapeur et la méthode du reformage du méthanol continuant d'être moins coûteuses que le diesel.

2-3.4) Incidences des autres hypothèses cumulées

Quelques expériences ont été réalisées dans lesquelles les hypothèses de remplacement examinées dans l'analyse de sensibilité de la partie 1 sont intégrées dans le modèle contenant toutes les externalités (les émissions de gaz à effet de serre étant chargées à un taux de 15 $ par tonne).

Dans la première de ces autres expériences, la taille du parc est augmentée à 500 000 véhicules utilitaires légers (il n'y a aucun changement à la taille du parc de véhicules utilitaires lourds), afin d'éliminer l'effet pénalisateur des coûts du pipeline sur

---

[61] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[62] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

les méthodes de production centralisée pour le petit parc de véhicules du scénario de référence.

Les résultats de cette expérience sont indiqués aux tableaux 45 et 46.

Tableau 45 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (toutes les externalités, GES à 15 $/tonne, parc de plus grande taille)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[63]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[64]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0260 $	0,0905 $	0,2932 $	**0,3837 $**	**0 $**	0,3377 $	**13,62 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0331 $	0,0624 $	0,3432 $	**0,4056 $**	**30 $**	0,3962 $	**2,38 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0451 $	0,0851 $	0,3432 $	**0,4283 $**	**62 $**	0,3962 $	**8,11 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0329 $	0,0621 $	0,3432 $	**0,4053 $**	**30 $**	0,3962 $	**2,30 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0330 $	0,0623 $	0,3432 $	**0,4056 $**	**30 $**	0,3962 $	**2,37 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0238 $	0,0449 $	0,3432 $	**0,3881 $**	**6 $**	0,3755 $	**3,37 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0346 $	0,0653 $	0,3432 $	**0,4086 $**	**35 $**	0,3685 $	**10,89 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0388 $	0,0733 $	0,3432 $	**0,4165 $**	**46 $**	0,3772 $	**10,41 %**
	Reformage du méthanol	0,0273 $	0,0515 $	0,3432 $	**0,3947 $**	**15 $**	0,3550 $	**11,18 %**
	Reformage de l'essence	0,0547 $	0,1032 $	0,3432 $	**0,4464 $**	**87 $**	0,4036 $	**10,61 %**

Comme dans la partie 1, lorsque la taille du parc est plus grande, les méthodes de production d'hydrogène centralisées deviennent plus concurrentielles avec les méthodes d'hydrogène décentralisées. En fait, le reformage du méthane vapeur centralisé devient plus concurrentiel avec l'essence, tel qu'indiqué au tableau 45, et avec le diesel, tel qu'indiqué au tableau 46, dans ces circonstances. Toutefois, les autres méthodes de production d'hydrogène centralisées demeurent non concurrentielles.

[63] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[64] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Tableau 46 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (toutes les externalités, GES à 15 $/tonne, parc de plus grande taille)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[65]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[66]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0221 $	0,4092 $	0,8159 $	**1,2251 $**	**0 $**	1,0770 $	**13,75 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0331 $	0,4071 $	0,8943 $	**1,3015 $**	**446 $**	1,4468 $	**-10,04 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0451 $	0,5555 $	0,8943 $	**1,4498 $**	**1 311 $**	1,4468 $	**0,21 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0329 $	0,4052 $	0,8943 $	**1,2995 $**	**434 $**	1,4468 $	**-10,18 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0330 $	0,4069 $	0,8943 $	**1,3012 $**	**444 $**	1,4468 $	**-10,06 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0238 $	0,2931 $	0,8943 $	**1,1875 $**	**-219 $**	1,3116 $	**-9,46 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0357 $	0,4400 $	0,8943 $	**1,3343 $**	**637 $**	1,2571 $	**6,15 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0330 $	0,4062 $	0,8943 $	**1,3005 $**	**440 $**	1,2288 $	**5,83 %**
	Reformage du méthanol	0,0282 $	0,3476 $	0,8943 $	**1,2419 $**	**98 $**	1,1675 $	**6,37 %**
	Reformage de l'essence	0,0487 $	0,5994 $	0,8943 $	**1,4937 $**	**1 567 $**	1,3990 $	**6,77 %**

En plus des hypothèses utilisées dans cette expérience, une autre expérience a été réalisée dans laquelle certaines des autres hypothèses sont moins rigoureuses que celles du scénario de référence.

Pour cette expérience, on a supposé que les véhicules à pile à combustible ont une durée de vie plus longue que celle des véhicules classiques. Les coûts d'entretien n'ont pas été réduits comme c'est le cas pour le scénario de référence. Bien que la justification pour ces deux hypothèses soit la même, c'est-à-dire que l'utilisation d'un nombre de pièces mécaniques moins grand permettrait de réduire l'usure, les coûts d'entretien ne sont pas réduits dans la présente étude. Même si le nombre de pièces mécaniques est moins élevé, et qu'il y aura peut-être moins de visites au garage, ces visites pourraient néanmoins être plus coûteuses, au moins pour les premières années. Il faudra entrevoir de nouveaux types de réparation mécanique et les systèmes automobiles pourraient nécessiter de nouveaux outils de diagnostic.

---

[65] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[66] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

On a également présumé un prix de l'électricité moins élevé pour cette expérience. Cela pourrait refléter la capacité des producteurs d'électrolyse à établir le prix de l'électricité avec des coûts internes moins élevés, contrairement aux taux du marché, ou pourrait refléter l'utilisation de tarifs réduits aux heures creuses[67].

Enfin, pour cette expérience, les coûts d'assurance additionnels pour les véhicules utilitaires légers ont également été mis de côté. Si la documentation est exacte lorsqu'elle affirme que les véhicules alimentés à l'hydrogène ne sont pas plus dangereux que les véhicules alimentés à l'essence ou au diesel, alors la concurrence entre les compagnies d'assurance devrait éliminer rapidement toute prime initiale que les compagnies d'assurance pourraient imposer.

Les résultats de cette expérience sont présentés aux tableaux 47 et 48.

Tableau 47 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (toutes les externalités sauf les assurances, GES à 15 $/tonne, prix réduit de l'électricité, durée de vie prolongée du véhicule, taille accrue du parc)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[68]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[69]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0260 $	0,0905 $	0,2932 $	**0,3837 $**	**0 $**	0,3377 $	**13,62 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0276 $	0,0521 $	0,2985 $	**0,3506 $**	**-46 $**	0,3962 $	**-11,52 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0397 $	0,0748 $	0,2985 $	**0,3733 $**	**-14 $**	0,3962 $	**-5,78 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0275 $	0,0518 $	0,2985 $	**0,3503 $**	**-46 $**	0,3962 $	**-11,59 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0276 $	0,0521 $	0,2985 $	**0,3505 $**	**-46 $**	0,3962 $	**-11,52 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0233 $	0,0440 $	0,2985 $	**0,3425 $**	**-57 $**	0,3755 $	**-8,80 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0292 $	0,0551 $	0,2985 $	**0,3536 $**	**-42 $**	0,3685 $	**-4,04 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0383 $	0,0723 $	0,2985 $	**0,3708 $**	**-18 $**	0,3772 $	**-1,70 %**
	Reformage du méthanol	0,0266 $	0,0502 $	0,2985 $	**0,3487 $**	**-49 $**	0,3550 $	**-1,79 %**
	Reformage de l'essence	0,0541 $	0,1021 $	0,2985 $	**0,4006 $**	**24 $**	0,4036 $	**-0,74 %**

[67] Comme nous l'avons mentionné précédemment, on doit faire preuve de prudence en utilisant cette interprétation, car cela nécessiterait soit d'autres investissements de capitaux afin de produire la même quantité de carburant sur une période plus courte, ou cela nécessiterait un parc de moins grande taille, ce qui pourrait accroître les incidences des coûts de pipeline.

[68] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[69] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Tableau 48 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (toutes les externalités sauf les assurances, GES à 15 $/tonne, prix réduit de l'électricité, durée de vie prolongée du véhicule, taille accrue du parc)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[70]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km[71]	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0221 $	0,4092 $	0,8159 $	**1,2251 $**	**0 $**	1,0770 $	**13,75 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0276 $	0,3401 $	0,8534 $	**1,1935 $**	**-184 $**	1,4468 $	**-17,50 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0397 $	0,4884 $	0,8534 $	**1,3419 $**	**681 $**	1,4468 $	**-7,25 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0275 $	0,3382 $	0,8534 $	**1,1916 $**	**-195 $**	1,4468 $	**-17,64 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0276 $	0,3398 $	0,8534 $	**1,1933 $**	**-186 $**	1,4468 $	**-17,52 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0233 $	0,2871 $	0,8534 $	**1,1405 $**	**-494 $**	1,3116 $	**-13,04 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0303 $	0,3730 $	0,8534 $	**1,2264 $**	**8 $**	1,2571 $	**-2,44 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0325 $	0,4001 $	0,8534 $	**1,2535 $**	**166 $**	1,2288 $	**2,01 %**
	Reformage du méthanol	0,0275 $	0,3393 $	0,8534 $	**1,1927 $**	**-189 $**	1,1675 $	**2,16 %**
	Reformage de l'essence	0,0481 $	0,5926 $	0,8534 $	**1,4461 $**	**1 289 $**	1,3990 $	**3,36 %**

Comme ces autres hypothèses favorisent les méthodes de production d'hydrogène, cette expérience permet d'obtenir des résultats pour les véhicules utilitaires légers dans lesquels presque toutes les méthodes de production d'hydrogène sont concurrentielles avec les méthodes de production d'essence. La seule exception est la méthode qui utilise le reformage de l'essence, en raison de la quantité importante d'émissions associées à cette méthode de production.

Dans le cas des véhicules utilitaires lourds, les résultats de la plupart des méthodes de production d'hydrogène deviennent plus économiques que les méthodes utilisant le diesel, sauf dans le cas des méthodes auxquelles sont associées de grandes quantités d'émissions, comme les méthodes utilisant l'électricité produite par des centrales alimentées au charbon, ou celles utilisant l'électricité du réseau, ainsi que le reformage de l'essence, ou les méthodes à faible coût-efficacité, comme le reformage du méthane vapeur décentralisé.

Ces résultats démontrent encore combien le modèle peut être sensible à certaines hypothèses, particulièrement celles qui concernent la durée de vie prévue et les coûts d'entretien des véhicules à l'hydrogène, comparativement aux véhicules classiques.

---

[70] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

[71] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production du véhicule.

Partie 3 : Incidences des mécanismes d'intervention sur les aspects économiques de l'hydrogène par comparaison avec l'essence ou le diesel pour les services de transport

Cette partie de l'étude analyse les incidences des mécanismes d'intervention du gouvernement sur la compétitivité économique des méthodes de production d'hydrogène. Elle examine les éléments suivants :

- investissement de capitaux parrainé par le gouvernement
- traitement fiscal favorable à l'hydrogène
- mesures incitatives liées à l'infrastructure
- subventions pour la recherche et le développement
- mandat des véhicules à zéro émission
- taxes sur les émissions

Chacun de ces outils est examiné sur le plan de ses applications et de son efficacité.

3.1) Description des mécanismes d'intervention

3.1-1) Taxes sur les émissions

L'un des outils d'intervention que peut utiliser le gouvernement est l'imposition d'une taxe sur les émissions. Il s'agit de taxes explicites sur la production ou la consommation d'un produit qui permet d'internaliser les externalités associées à sa production ou à sa consommation.

Dans de nombreuses parties du monde, on utilise déjà cet outil, particulièrement dans les endroits où il y a des émissions de gaz à effet de serre. Habituellement, ces taxes sont utilisées conjointement avec la production, là où il est plus facile d'évaluer les niveaux réels des émissions afin de déterminer un taux d'imposition approprié.

L'efficacité d'un tel instrument pour ce qui est des méthodes de production examinées dans la présente étude, est présentée aux tableaux 33 à 38 de la partie 2, étant donné que la méthode utilisée pour tenir compte des externalités des émissions dans la partie 2 est conforme à l'imposition d'une taxe. Toutefois, une autre expérience est incluse au paragraphe 3.2-1 où des taxes sur les émissions de gaz à effet de serre, NOx, SOx et MP sont imposées simultanément à la production d'énergie. Les émissions associées au fonctionnement et à la fabrication du véhicule sont exclues. Aucune taxe n'est imposée sur le fonctionnement du véhicule, car tous les véhicules produisent différents niveaux d'émissions basés sur le modèle, l'âge, l'état, le profil du conducteur, etc. de ce véhicule particulier, alors une redevance unique basée sur le carburant acheté ne permettrait pas d'englober avec exactitude les émissions de ce véhicule en particulier. Une telle taxe devrait plutôt s'appeler taxe d'accise.

Le niveau des émissions d'un véhicule en particulier pourrait être déterminé, et un taux d'imposition pourrait être attribué selon différentes méthodes. Par exemple, la valeur fiscale spécifique d'un véhicule pourrait être établie en fonction de tests périodiques sur les émissions. Cependant, cela serait probablement difficile à réaliser sur le plan administratif et l'on assisterait à des tentatives d'évitement de la taxe.

Il y a très peu de différence dans les émissions produites lors de la fabrication du véhicule. Par conséquent, une telle taxe ne permettrait pas de choisir une technologie « plus propre ». Cependant, cela permettrait de réduire les niveaux globaux d'émissions, si le prix d'achat plus élevé des véhicules faisait en sorte que la demande de véhicules était plus faible.

3.1-2) Investissement de capitaux parrainé par le gouvernement

Les investissements de capitaux parrainés par le gouvernement peuvent être mis en œuvre de différentes manières. Les partenariats secteur public-secteur privé sont une méthode courante d'investissement de capitaux parrainé. Dans cette méthode, le gouvernement investit dans un projet si les fonds de contrepartie peuvent être obtenus auprès d'investisseurs du secteur privé. Une autre méthode existe dans laquelle le financement initial du gouvernement est de 100 % dans le projet d'investissement, puis le projet est loué à des investisseurs privés (comme le projet de la route 407).

Cet outil d'intervention est généralement utilisé en cas de besoin public (p. ex. temps de déplacement réduit), ce qui nécessite des investissements de capitaux importants qui risquent de ne pas être effectués par le secteur privé (p. ex. pour une route), mais le

secteur privé peut tout de même jouer un certain rôle (p. ex. gestion d'une route à péage).

Dans le cas des méthodes de production d'hydrogène, un domaine qui pourrait correspondre à ces critères serait l'établissement d'une infrastructure de distribution d'hydrogène par pipeline. Il existe de nombreux moyens selon lesquels le gouvernement pourrait participer à un tel investissement de capitaux. Comme nous l'avons mentionné précédemment, le gouvernement pourrait investir la même somme que le secteur privé dans le développement d'un pipeline, ou pourrait construire les pipelines puis les louer au secteur privé.

Il suffirait de dégager le secteur privé d'une partie des coûts de l'établissement de l'infrastructure de pipeline à hydrogène, ou de répartir les coûts sur une période prolongée afin que l'hydrogène soit concurrentiel avec l'essence et le diesel. La production d'hydrogène pourrait être centralisée, ce qui présente certains avantages sur le plan des coûts et de l'efficacité par rapport à la production décentralisée, sans qu'il y ait de pénalisation économique rattachée à la distribution de l'hydrogène par pipeline, tel qu'illustré précédemment. Le paragraphe 3.2-2 examine les incidences sur les coûts par kilomètre d'hydrogène produit centralement et distribué par pipeline, si le gouvernement construisait lui-même le pipeline, et louait ce pipeline à l'industrie grâce à un bail de 100 ans, avec un taux d'intérêt avantageux.

3.1-3) Traitement fiscal favorable pour l'hydrogène

Le régime fiscal peut avoir une incidence sur les coûts associés à l'utilisation d'hydrogène comme combustible aux étapes suivantes :

- production du carburant
- distribution du carburant
- fabrication du véhicule
- fonctionnement du véhicule.

Les mesures fiscales possibles comprennent :

- le taux d'amortissement aux fins de l'impôt pour l'équipement de production et de distribution
- le taux d'imposition sur le revenu pour les opérations de production d'hydrogène
- les crédits d'impôt spécifiques, ou taux d'imposition améliorés, comme les crédits d'impôt pour la recherche et le développement
- les taux de la taxe d'accise sur le carburant et les taxes de vente provinciales, ainsi que la taxe sur les produits et services.

Ces mesures sont neutres sur le plan technique, et peuvent s'avérer efficaces sur le plan des coûts, mais ne permettront pas nécessairement d'atteindre les objectifs en matière de politique environnementale du gouvernement. À cette fin, les taxes sur les émissions mentionnées précédemment seraient beaucoup plus efficaces.

Les résultats de la partie 1 démontrent que les facteurs clés sont les coûts de distribution et les coûts d'acquisition du véhicule. Cela laisse supposer que les mesures les plus efficaces seront le taux d'amortissement pour l'équipement de distribution, les taxes de vente provinciales sur le carburant et les véhicules et les taxes d'accise. Le paragraphe 3-2.3 examine les résultats pour les taux d'amortissement aux fins de l'impôt améliorés pour les pipelines à hydrogène, les exemptions de la taxe de vente provinciale

pour l'achat de véhicules alimentés à l'hydrogène, ainsi que les exemptions fiscales de la taxe d'accise et de la taxe de vente provinciale pour l'achat d'hydrogène.

Il est peu probable que l'impôt préférentiel sur les bénéfices des sociétés soit fourni pour des industries en particulier. Antérieurement, les gouvernements fédéral et provinciaux ont proposé des taux d'imposition préférentiels sur les bénéfices des sociétés pour ce qui est de la fabrication et de la transformation (F & T), ainsi que pour les petites entreprises. La tendance récente en politique fiscale consiste à éliminer les taux préférentiels en faisant baisser le taux général jusqu'au taux de F & T.

Il est également peu probable que le traitement préférentiel soit offert dans le cadre de la taxe sur les produits et services (la « TPS »). Le gouvernement fédéral a toujours résisté à tout traitement exceptionnel concernant la TPS, et a tenté de maintenir la taxe de la manière la plus étendue possible. Cependant, les taxes de vente provinciales comportent de nombreuses exemptions spécifiques pour certains produits. Même les provinces qui appliquent la taxe de vente harmonisée (TVH), version fédérale et provinciale fusionnée de la TPS, ont introduit des exemptions spécifiques pour certains produits.

Selon la nature des investissements, d'autres traitements fiscaux sont possibles afin de réduire les coûts de l'hydrogène. Par exemple, les actions accréditives, un instrument permettant d'inclure les pertes fiscales non utilisables dans d'autres sociétés est utilisé dans le secteur des ressources pour gérer les frais initiaux élevés. Cependant, la présente étude suppose que les investissements dans l'une ou l'autre des méthodes de production sont assumés par une entreprise de grande taille qui utilise toutes les pertes générées. Par conséquent, l'efficacité possible d'un tel instrument ne fait pas l'objet du présent document.

3.1-4) Mesures incitatives liées à l'infrastructure

Comme nous l'avons mentionné plus tôt, le développement de l'infrastructure de distribution constitue les coûts d'infrastructure les plus importants pour les méthodes de production d'hydrogène. Les deux méthodes les plus efficaces pour appuyer ce développement d'infrastructure sont la participation directe dans les investissements de capitaux ou les politiques fiscales s'y rapportant. Ces options sont examinées au paragraphe 3-1.2 et 3-1.3.

3.1-5) Subventions de recherche et développement

La recherche et le développement peuvent jouer un rôle important dans les coûts liés à l'hydrogène en rendant l'hydrogène concurrentiel avec l'essence et le diesel. D'autres recherches pourraient permettre d'améliorer l'efficacité de différentes technologies de production de l'hydrogène, ce qui permettrait de produire davantage d'hydrogène pour un même investissement de capitaux. Cela permettrait également de réduire les coûts de production et d'achat d'un véhicule alimenté à l'hydrogène, ce qui constitue un facteur très important dans les différences de coût.

Les gouvernements fédéral et provinciaux ont déjà fourni des sommes importantes pour la recherche et le développement par le biais du régime fiscal. Par exemple, le gouvernement fédéral a déjà offert une passation par pertes et profits de 100 % pour toutes les dépenses courantes et les dépenses en capital de R-D, et un crédit d'impôt à l'investissement remboursable de 20 % pour ces dépenses, appelées « dépenses de

RS & DE » (activités de recherche et de développement expérimental), les taux augmentant de 35 % pour les petites SPCC (société privée sous contrôle canadien).

Conjuguées aux mesures incitatives provinciales, ces mesures peuvent avoir une incidence importante sur le coût des dépenses en R-D après impôt. Par exemple, dans le cas d'une grande société manufacturière, le coût après impôt d'une dépense de 100 $ pour des biens d'équipement peut être réduit à 51 % en Ontario. Le tableau suivant démontre ce calcul.

Tableau 49 Coût des dépenses en R-D après impôt

	Dépenses en R-D	Dépenses autres que la R-D
Dépenses en immobilisation	100,00 $	100,00 $
Taxes de vente de l'Ontario (exemption de R-D)	0,00 $	7,00 $
Dépenses brutes	100,00 $	107,00 $
Sous-total	100,00 $	107,00 $
Crédit d'impôt fédéral à l'investissement – 20 %	-20,00 $	
Sous-total	80,00 $	107,00 $
Déduction fiscale (au taux combiné de 2003 pour la F & T = 33,12 %)	-26,50 $	-35,84 $
Exemption de l'Ontario pour crédit d'impôt fédéral (au taux de 2003 de l'Ontario pour la F & T = 11,00 %)	-2,20 $	
Coût net après impôt	51,30 $	71,56 $

L'impact des incitatifs fiscaux varie selon le type de société. Dans notre exemple, le coût net après impôt de 100 $ en dépenses de R-D serait de 51,30 $ pour une grande compagnie manufacturière, le coût net après impôt pour une compagnie non manufacturière serait de 46,60 $ et le coût net après impôt pour une compagnie manufacturière de taille moyenne serait de 46,17 $.

Selon les estimations des dépenses et des évaluations fiscales de 2002 du gouvernement fédéral, le coût du crédit de RS & DE en 2003 serait d'environ 1,4 milliard $[72].

Étant donné qu'il existe déjà un mécanisme en place pour les dépenses de recherche et de développement, il est peu probable que le gouvernement crée des programmes de soutien dans ce domaine.

3.1-6) Mandats des véhicules à zéro émission

L'imposition d'un mandat pour les véhicules à zéro émission, c'est-à-dire une exigence à l'effet que x % de tous les véhicules fabriqués au cours d'une année donnée soient des véhicules à zéro émission, n'aurait aucune incidence directe sur le coût relatif de l'hydrogène comparativement au coût de l'essence ou du diesel. Toutefois, elle pourrait avoir une incidence indirecte sur les coûts.

---

[72] Le gouvernement de l'Ontario ne fournit aucune estimation des coûts pour les crédits d'impôt.

Par exemple, un tel mandat pourrait accélérer le développement des véhicules à zéro émission, ce qui résulterait en une réduction des coûts de production. Cette démarche ne serait efficace que si d'autres régions de l'Amérique du Nord avaient des mandats semblables, parce que le marché canadien ne possède pas une part suffisamment grande de la production totale. Par conséquent, les véhicules mis au point pour répondre aux exigences réglementaires canadiennes comporteraient des coûts de production élevés.

En outre, cet outil d'intervention est conçu pour augmenter le nombre de véhicules sur le marché. Il ne constitue pas une mesure incitative pour les consommateurs pour qu'ils achètent un véhicule. Si les questions relatives aux coûts et à l'infrastructure n'étaient pas réglées, la plupart des consommateurs seraient réticents à acheter un véhicule à zéro émission. À ce titre, l'outil d'intervention devrait être assorti de certaines mesures incitatives pour les consommateurs afin qu'ils achètent des véhicules.

Un tel outil d'intervention serait plus efficace pour les véhicules utilitaires lourds, car ceux-ci sont habituellement achetés pour des parcs de véhicules, comme pour le transport municipal, où la réglementation gouvernementale peut être appliquée en exigeant qu'une proportion du parc soit de nature particulière, par exemple à faibles émissions, ou alimentée à l'hydrogène.

3.2) Incidences des outils d'intervention choisis

3.2-1) Incidences des taxes sur les émissions

Comme nous l'avons mentionné précédemment, cette sous-section présente les résultats de la mise en œuvre de redevances sur les émissions pour la production de carburant, sans que des redevances semblables soient appliquées au fonctionnement ou la fabrication du véhicule. Les taux d'imposition sont de 15 $ par tonne d'émissions de gaz à effet de serre en équivalent en carbone, de 1 300 $ par tonne de SOx et de NOx, et de 20 000 $ par tonne de matières particulaires.

Les résultats pour les méthodes de production destinées aux véhicules utilitaires légers sont indiqués au tableau 50, et les résultats pour les méthodes de production destinées aux véhicules utilitaires lourds sont indiqués au tableau 51.

Tableau 50 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (taxes sur les émissions rejetées lors de la production du carburant)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[73]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0236 $	0,0823 $	0,2877 $	**0,3700 $**	**0 $**	0,3377 $	**9,57 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0472 $	0,0890 $	0,3075 $	**0,3966 $**	**37 $**	0,3962 $	**0,09 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0592 $	0,1117 $	0,3075 $	**0,4193 $**	**69 $**	0,3962 $	**5,83 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0470 $	0,0887 $	0,3075 $	**0,3963 $**	**37 $**	0,3962 $	**0,02 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0472 $	0,0890 $	0,3075 $	**0,3965 $**	**37 $**	0,3962 $	**0,08 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0379 $	0,0715 $	0,3075 $	**0,3791 $**	**13 $**	0,3755 $	**0,96 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0346 $	0,0653 $	0,3075 $	**0,3729 $**	**4 $**	0,3685 $	**1,20 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0388 $	0,0733 $	0,3075 $	**0,3808 $**	**15 $**	0,3772 $	**0,95 %**
	Reformage du méthanol	0,0273 $	0,0515 $	0,3075 $	**0,3590 $**	**-15 $**	0,3550 $	**1,13 %**
	Reformage de l'essence	0,0547 $	0,1032 $	0,3075 $	**0,4107 $**	**57 $**	0,4036 $	**1,76 %**

[73] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

Tableau 51 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (taxes sur les émissions rejetées lors de la production du carburant)

		Prix du carburant avant taxe par MJ[74]	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0191 $	0,3537 $	0,8014 $	**1,1551 $**	**0 $**	1,0770 $	**7,25 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0472 $	0,5811 $	0,8680 $	**1,4491 $**	**1 715 $**	1,4468 $	**0,16 %**
	Électrolyse utilisant l énergie d'une centrale au charbon	0,0592 $	0,7294 $	0,8680 $	**1,5975 $**	**2 581 $**	1,4468 $	**10,42 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0470 $	0,5792 $	0,8680 $	**1,4472 $**	**1 704 $**	1,4468 $	**0,03 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0472 $	0,5808 $	0,8680 $	**1,4489 $**	**1 714 $**	1,4468 $	**0,14 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0379 $	0,4671 $	0,8680 $	**1,3351 $**	**1 050 $**	1,3116 $	**1,79 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0339 $	0,4180 $	0,8680 $	**1,2860 $**	**764 $**	1,2571 $	**2,30 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0312 $	0,3842 $	0,8680 $	**1,2522 $**	**566 $**	1,2288 $	**1,90 %**
	Reformage du méthanol	0,0264 $	0,3256 $	0,8680 $	**1,1936 $**	**225 $**	1,1675 $	**2,23 %**
	Reformage de l'essence	0,0469 $	0,5774 $	0,8680 $	**1,4454 $**	**1 693 $**	1,3990 $	**3,31 %**

Pour les véhicules utilitaires légers, la mise en œuvre de redevances sur les émissions rendrait un certain nombre de méthodes de production d'hydrogène concurrentielles avec l'essence. L'hydrogène obtenue par le reformage du méthane vapeur centralisé et décentralisé et par l'électrolyse décentralisée deviendrait concurrentiel avec l'essence. L'hydrogène produit par le reformage du méthanol décentralisé deviendrait moins coûteux que l'essence. Toutefois, pour ce qui est des véhicules utilitaires lourds, aucune méthode de production d'hydrogène ne devient concurrentielle. Il est évident que dans ces simulations, les méthodes centralisées doivent assumer les coûts d'infrastructures de pipelines additionnelles et par conséquent, demeurent non concurrentielles.

Cet outil d'intervention permet d'obtenir des résultats intéressants pour les méthodes de production d'hydrogène. En outre, il permet d'augmenter le coût des technologies « moins propres » comparativement aux technologies « plus propres ». C'est le seul outil d'intervention examiné qui est efficace à ce chapitre. On pourrait présumer que l'un des buts poursuivis par le gouvernement lorsqu'il encourage l'adoption des véhicules à pile à combustible à l'hydrogène est une réduction des émissions.

[74] Comprend les incidences des redevances sur les émissions pour la production de carburant et le fonctionnement du véhicule, mais n'inclut pas la taxe de vente ni la taxe d'accise.

3.2-2) Incidences des investissements de capitaux parrainés par le gouvernement

Dans le cadre de cette expérience, on suppose que le gouvernement construit une infrastructure de pipeline de distribution pour les producteurs centralisés et qu'il loue ce pipeline aux producteurs d'hydrogène. On présume que les conditions du bail sont extrêmement généreuses, et que les paiements sont égaux à l'hypothèque pour une période de 100 ans à un taux d'intérêt de 3 %. Les producteurs devraient tout de même payer les coûts d'entretien et de fonctionnement.

Cet outil d'intervention affectera seulement les coûts pour les méthodes de production centralisées. Le tableau 52 présente les incidences pour les véhicules utilitaires légers et le tableau 53 présente les incidences pour les véhicules utilitaires lourds.

Tableau 52 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (pipeline loué)

		Prix du carburant avant taxe par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0143 $	0,0500 $	0,2877 $	**0,3377 $**	**0 $**	0,3377 $	**0,00 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0351 $	0,0662 $	0,3075 $	**0,3737 $**	**50 $**	0,3962 $	**-5,67 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0351 $	0,0662 $	0,3075 $	**0,3737 $**	**50 $**	0,3962	**-5,67 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0351 $	0,0662 $	0,3075 $	**0,3737 $**	**50 $**	0,3962 $	**-5,67 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0351 $	0,0662 $	0,3075 $	**0,3737 $**	**50 $**	0,3962 $	**-5,67 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0241 $	0,0455 $	0,3075 $	**0,3530 $**	**21 $**	0,3755 $	**-5,98 %**

Tableau 53 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (pipeline loué)

		Prix du carburant avant taxe par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0149 $	0,2756 $	0,8014 $	**1,0770 $**	**0 $**	1,0770 $	**0,00 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0351 $	0,4321 $	0,8680 $	**1,3001 $**	**1 301 $**	1,4468 $	**-10,14 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0351 $	0,4321 $	0,8680 $	**1,3001 $**	**1 301 $**	1,4468 $	**-10,14 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0351 $	0,4321 $	0,8680 $	**1,3001 $**	**1 301 $**	1,4468 $	**-10,14 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0351 $	0,4321 $	0,8680 $	**1,3001 $**	**1 301 $**	1,4468 $	**-10,14 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0241 $	0,2970 $	0,8680 $	**1,1650 $**	**513 $**	1,3116 $	**-11,18 %**

Bien que cet outil d'intervention permette d'éliminer l'écart des prix, il ne crée pas de méthode de production d'hydrogène centralisée qui serait concurrentielle avec une méthode de production d'essence.

Les tableaux 54 et 55 examinent l'impact des investissements du gouvernement dans l'infrastructure de pipeline si ces investissements étaient ajoutés aux taxes sur les émissions.

Tableau 54 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (pipeline loué et taxes sur les émissions)

		Prix du carburant avant taxe par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0236 $	0,0823 $	0,2877 $	**0,3700 $**	**0 $**	0,3377 $	**9,57 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0353 $	0,0665 $	0,3075 $	**0,3741 $**	**6 $**	0,3962 $	**-5,58 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0473 $	0,0893 $	0,3075 $	**0,3968 $**	**37 $**	0,3962 $	**0,16 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0351 $	0,0663 $	0,3075 $	**0,3738 $**	**5 $**	0,3962 $	**-5,65 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0353 $	0,0665 $	0,3075 $	**0,3741 $**	**6 $**	0,3962 $	**-5,59 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0260 $	0,0491 $	0,3075 $	**0,3566 $**	**-19 $**	0,3755 $	**-5,02 %**

Tableau 55 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (pipeline loué et taxes sur les émissions)

		Prix du carburant avant taxe par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0191 $	0,3537 $	0,8014 $	**1,1551 $**	**0 $**	1,0770 $	**7,25 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0353 $	0,4344 $	0,8680 $	**1,3025 $**	**860 $**	1,4468 $	**-9,97 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0473 $	0,5828 $	0,8680 $	**1,4508 $**	**1 725 $**	1,4468 $	**0,28 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0351 $	0,4325 $	0,8680 $	**1,3005 $**	**848 $**	1,4468 $	**-10,11 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0353 $	0,4342 $	0,8680 $	**1,3022 $**	**858 $**	1,4468 $	**-9,99 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0260 $	0,3204 $	0,8680 $	**1,1885 $**	**195 $**	1,3116 $	**-9,39 %**

Pour les méthodes visant les véhicules utilitaires légers et les véhicules utilitaires lourds, cette combinaison d'outils permet de rendre le coût de l'hydrogène plus concurrentiel. Seul l'hydrogène produit par un électrolyseur alimenté au charbon ne devient pas concurrentiel avec l'essence. Toutefois, cette combinaison n'est pas efficace non plus

pour les méthodes de production destinées aux véhicules utilitaires lourds, car aucune des méthodes de production ne devient très concurrentielle avec le diesel.

Bien que cet outil permette de produire des véhicules utilitaires légers concurrentiels, il ne s'agit pas là de l'utilisation la plus efficace des deniers publics.

Pour que les consommateurs acceptent l'hydrogène comme carburant de remplacement, ils doivent se sentir à l'aise avec l'infrastructure de ravitaillement en carburant, c'est-à-dire qu'ils doivent trouver des stations-services bien situées. Cela signifie qu'une infrastructure de pipeline plus grande est requise. Qu'elle soit développée par le secteur privé ou le secteur public, ou par une combinaison des deux, le coût par véhicule au cours des premières années serait extrêmement élevé. Ainsi, une large proportion de l'argent des contribuables serait attribuée à un petit nombre de véhicules au cours de cette période.

En outre, une installation de production centralisée possédant un système de distribution par pipeline n'est peut-être pas la manière la plus efficace pour l'approvisionnement en hydrogène. La présente étude a examiné seulement quelques méthodes possibles d'approvisionnement en hydrogène. Plus particulièrement, cette étude n'examine pas les installations de production centralisée qui utilisent soit des gaz comprimés ou des gaz liquéfiés distribués par rail ou par camion. En outre, bon nombre des chiffres contenus dans les comparaisons de coût sont fondés sur des estimations de la documentation, et ne reflètent pas nécessairement les coûts réels des technologies développées.

3.2-3) Incidences d'un traitement fiscal favorable pour l'hydrogène

Les incidences d'un traitement fiscal préférentiel sont modélisées dans la sous-section suivante, à la fois de manière isolée et combinée.

La première simulation est l'application d'un taux d'amortissement accéléré pour l'équipement de pipeline, ce qui amène les pipelines de la catégorie 1, qui est la déduction pour amortissement (« DPA ») avec un taux d'amortissement de 4 %, vers la catégorie 43, avec un taux d'amortissement de 30 %. Le but de cette expérience est de voir comment le régime fiscal permet de réduire les coûts des méthodes de production d'hydrogène centralisées, en comparant les résultats avec ceux d'un investissement direct par le gouvernement dans le pipeline. Les résultats sont indiqués aux tableaux 56 et 57.

Tableau 56 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (amortissement accéléré pour les pipelines et taxes sur les émissions)

		Prix du carburant avant taxe par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0136 $	0,0475 $	0,2877 $	**0,3352 $**	**0 $**	0,3377 $	**-0,74 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0448 $	0,0846 $	0,3075 $	**0,3921 $**	**79 $**	0,3962 $	**-1,03 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0448 $	0,0846 $	0,3075 $	**0,3921 $**	**79 $**	0,3962 $	**-1,03 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0448 $	0,0846 $	0,3075 $	**0,3921 $**	**79 $**	0,3962 $	**-1,03 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0448 $	0,0846 $	0,3075 $	**0,3921 $**	**79 $**	0,3962 $	**-1,03 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0338 $	0,0639 $	0,3075 $	**0,3714 $**	**50 $**	0,3755 $	**-1,09 %**

Tableau 57 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (amortissement accéléré pour les pipelines et taxes sur les émissions)

		Prix du carburant avant taxe par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0146 $	0,2699 $	0,8014 $	**1,0713 $**	**0 $**	1,0770 $	**-0,53 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0448 $	0,5521 $	0,8680 $	**1,4201 $**	**2 035 $**	1,4468 $	**-1,84 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0448 $	0,5521 $	0,8680 $	**1,4201 $**	**2 035 $**	1,4468 $	**-1,84 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0448 $	0,5521 $	0,8680 $	**1,4201 $**	**2 035 $**	1,4468 $	**-1,84 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0448 $	0,5521 $	0,8680 $	**1,4201 $**	**2 035 $**	1,4468 $	**-1,84 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0338 $	0,4169 $	0,8680 $	**1,2849 $**	**1 246 $**	1,3116 $	**-2,03 %**

Si l'on compare les tableaux 56 et 57 aux tableaux 53 et 54, il est évident que cette démarche n'a pas les mêmes incidences qu'un investissement direct. Aucune des méthodes de production d'hydrogène centralisées n'est devenue concurrentielle en fonction du taux d'amortissement accru.

Ces deux expériences ne sont pas en tous points comparables étant donné que les coûts pour le gouvernement sont assez différents. Dans le cas de l'investissement direct, le gouvernement procède à une dépense initiale de 60 000 000 $, qui se reconstitue lentement sur une période de 100 ans. Le coût de l'amortissement accéléré pour le gouvernement serait le manque à gagner de l'impôt sur le revenu des sociétés. Le manque à gagner de l'impôt total sur le revenu des sociétés (fédéral et provincial) des investissements dans la présente étude serait d'environ 6 000 000 $.

Par ailleurs, l'investissement direct est une démarche plus ciblée, en ce sens que le coût pour le gouvernement serait essentiellement consacré aux pipelines à hydrogène qu'il construit. Cependant, pour l'amortissement accéléré aux fins de l'impôt, il pourrait y avoir des pertes dues au manque à gagner de l'impôt sur le revenu pour toutes les autres entreprises à pipelines. Cette « fuite » du programme des incitatifs pourrait potentiellement être résolue en tenant compte de l'amortissement accéléré pour les pipelines à hydrogène.

La deuxième simulation fiscale favorable comporte une exemption de taxe de vente provinciale pour les achats de véhicules à pile à combustible à l'hydrogène, et une exemption de taxe provinciale et de taxe d'accise fédérale pour l'hydrogène.

Aux fins de la présente étude, un taux de taxe de vente provinciale de 8 % est utilisé à titre de chiffre représentatif, même si ce taux n'est pas représentatif des provinces qui ont des taux différents. On suppose également que la taxe de vente provinciale ne s'applique pas aux achats de carburant, bien que certaines taxes de vente provinciale s'appliquent dans ce cas.

Les taux de taxe d'accise fédérale appliqués sont de 10 ¢ le litre pour l'essence, et de 4 ¢ le litre pour le diesel, l'hydrogène étant exempté dans chacune des simulations. Les taux de taxe d'accise provinciale appliqués sont fondés sur les taux ontariens de 14,7 ¢ le litre pour l'essence et de 14,3 ¢ le litre pour le diesel, l'hydrogène étant considéré comme une exemption[75].

La TPS est également incluse dans le modèle, mais on suppose qu'elle s'applique à tous les achats de carburant et de véhicule[76].

L'un des avantages de cette combinaison de méthodes est que les coûts seraient beaucoup plus faibles au départ, et seraient constitués du manque à gagner en recettes fiscales passé sur les achats du véhicule et du carburant. Ces coûts augmenteraient avec l'accroissement du nombre de véhicules à l'hydrogène. Toutefois, une fois que les véhicules à l'hydrogène ont atteint un certain niveau de pénétration de marché, les outils d'intervention diminueraient et les programmes pourraient être graduellement arrêtés ou éliminés. Le calcul des recettes cédées n'est pas une tâche directe. Ce ne serait pas nécessairement le nombre de véhicules vendus et le volume de carburant vendu multipliés par le taux d'imposition, parce que certains de ces achats ne se seraient peut-être pas produits sans l'outil d'intervention.

Les tableaux 58 et 59 présentent les résultats en supposant une exemption de taxe de vente provinciale à l'achat d'un véhicule.

Tel qu'indiqué au tableau 58, cette combinaison d'outils d'intervention permet à un certain nombre de méthodes de production d'hydrogène d'être concurrentielles. La

---

[75] La *Loi de la taxe sur les carburants* impose un prélèvement sur tous les carburants, mais définit le carburant comme étant « un gaz ou liquide qui peut être utilisé pour produire de l'énergie par combustion interne ». À ce titre, l'hydrogène utilisé dans un véhicule à pile à combustible serait déjà exempté à cause de cette définition. L'hydrogène utilisé dans un moteur à combustion à l'hydrogène serait taxable.
Une définition semblable est employée dans certaines autres provinces, alors que d'autres ont des définitions plus générales qui peuvent tenir compte de l'hydrogène comme carburant. Dans tous les cas de figure, il est probable que la plupart des provinces devront revoir leur disposition législative sur la taxe de vente et la taxe d'accise avec l'introduction de cette nouvelle technologie.

[76] Pour les véhicules utilitaires lourds, on suppose que la municipalité en fait l'achat, et qu'elle peut obtenir un remboursement de TPS municipal pour cet achat. Cela permet d'obtenir des prix avec taxe incluse différents pour la production centralisée de l'hydrogène destiné aux véhicules utilitaires légers et aux véhicules utilitaires lourds.

méthode de l'électrolyse décentralisée et la méthode du reformage du méthanol décentralisé présentent des coûts qui sont moins élevés que ceux de l'essence. Les méthodes du reformage de méthane vapeur centralisé et du reformage de méthane vapeur décentralisé deviennent concurrentielles.

Tableau 58 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (véhicule exempté de la TVP, exemption de la taxe d'accise sur l'hydrogène)

		Prix du carburant avec taxe incluse, par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0238 $	0,0830 $	0,3075 $	**0,3906 $**	**0 $**	0,3377 $	**15,67 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0503 $	0,0949 $	0,3182 $	**0,4131 $**	**31 $**	0,3962 $	**4,25 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0503 $	0,0949 $	0,3182 $	**0,4131 $**	**31 $**	0,3962 $	**4,25 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0503 $	0,0949 $	0,3182 $	**0,4131 $**	**31 $**	0,3962 $	**4,25 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0503 $	0,0949 $	0,3182 $	**0,4131 $**	**31 $**	0,3962 $	**4,25 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0385 $	0,0727 $	0,3182 $	**0,3909 $**	**0 $**	0,3755 $	**4,10 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0345 $	0,0652 $	0,3182 $	**0,3834 $**	**-10 $**	0,3685 $	**4,05 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0395 $	0,0746 $	0,3182 $	**0,3928 $**	**3 $**	0,3772 $	**4,12 %**
	Reformage du méthanol	0,0269 $	0,0508 $	0,3182 $	**0,3690 $**	**-30 $**	0,3550 $	**3,94 %**
	Reformage de l'essence	0,0545 $	0,1028 $	0,3182 $	**0,4210 $**	**42 $**	0,4036 $	**4,31 %**

Le tableau 59 indique que cette combinaison d'instruments est moins efficace pour les véhicules utilitaires lourds. Aucune des méthodes de production d'hydrogène ne présente des coûts inférieurs à ceux des méthodes de production du diesel. L'une des incidences importantes de cette inclusion des taxes pour les méthodes de production d'hydrogène, est que les méthodes ayant les plus faibles coûts connaissent des augmentations de coût relatives plus élevées. Cela s'explique par le fait que la TPS est appliquée à l'achat du véhicule, et qu'il s'agit d'un montant fixe pour toutes les méthodes de production et cela représente une proportion plus élevée des coûts totaux pour les méthodes à plus faible coût.

Tableau 59 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (véhicule exempté de la TVP, exemption de la taxe d'accise pour l'hydrogène)

		Prix du carburant avec taxe incluse, par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0214 $	0,3947 $	0,8895 $	**1,2842 $**	**0 $**	1,0770 $	**19,24 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0484 $	0,5961 $	0,9805 $	**1,5766 $**	**1 706 $**	1,4468 $	**8,98 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0484 $	0,5961 $	0,9805 $	**1,5766 $**	**1 706 $**	1,4468 $	**8,98 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0484 $	0,5961 $	0,9805 $	**1,5766 $**	**1 706 $**	1,4468 $	**8,98 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0484 $	0,5961 $	0,9805 $	**1,5766 $**	**1 706 $**	1,4468 $	**8,98 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0371 $	0,4569 $	0,9805 $	**1,4374 $**	**894 $**	1,3116 $	**9,59 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0325 $	0,4007 $	0,9805 $	**1,3812 $**	**566 $**	1,2571 $	**9,88 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0302 $	0,3716 $	0,9805 $	**1,3521 $**	**396 $**	1,2288 $	**10,04 %**
	Reformage du méthanol	0,0250 $	0,3085 $	0,9805 $	**1,2890 $**	**28 $**	1,1675 $	**10,41 %**
	Reformage de l'essence	0,0444 $	0,5469 $	0,9805 $	**1,5275 $**	**1 419 $**	1,3990 $	**9,18 %**

Un autre avantage d'une telle combinaison d'outils est que les recettes générées par l'imposition d'une taxe sur les émissions permettraient de compenser les recettes cédées pour les exemptions relatives à la taxe de vente et à la taxe d'accise. Cependant, si les taxes sur les émissions sont efficaces, alors les recettes générées par le programme pourraient être réparties au fil du temps à mesure que les producteurs adopteront des méthodes de production plus propres. Cela contraste avec les coûts des dépenses relatives à la taxe de vente et à la taxe d'accise, qui augmenteraient au fil du temps, à mesure que de plus en plus de consommateurs choisissent des véhicules alimentés à l'hydrogène. Cependant, la nécessité des exemptions relatives à la taxe de vente et à la taxe d'accise pourrait également diminuer au fil du temps, une fois que les véhicules à pile à combustible à l'hydrogène auront fait leur place sur le marché, alors les exemptions relatives à la taxe de vente et à la taxe d'accise pourraient être annulées, ou éliminées progressivement. Bien que la diminution de ces mesures incitatives pourrait augmenter le coût pour le consommateur, à mesure que le marché de ces véhicules augmente, leurs coûts de production devraient baisser, ce qui éliminera un des facteurs clés qui contribuait à la nécessité de mettre en place des mesures incitatives.

Bien que cette combinaison d'instruments permette d'atteindre l'objectif de politique qui consiste à réduire la différence de coût entre l'utilisation de l'hydrogène comme combustible et l'utilisation du diesel et de l'essence, elle ne pénalise pas les méthodes polluantes. Par conséquent, les taxes sur les émissions sont incluses dans cette combinaison d'instruments.

Les résultats de cette simulation sont présentés aux tableaux 60 et 61.

Tableau 60 Résultats pour les véhicules utilitaires légers (véhicule exempté de la TVP, exemption de la taxe d'accise sur l'hydrogène et taxes sur les émissions)

		Prix du carburant avec taxe incluse, par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport à l'essence**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Essence	0,0338 $	0,1176 $	0,3075 $	**0,4252 $**	**0 $**	0,3377 $	**25,91 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0505 $	0,0952 $	0,3182 $	**0,4134 $**	**-16 $**	0,3962 $	**4,35 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0634 $	0,1196 $	0,3182 $	**0,4378 $**	**18 $**	0,3962 $	**10,49 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0503 $	0,0949 $	0,3182 $	**0,4131 $**	**-17 $**	0,3962 $	**4,27 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0505 $	0,0952 $	0,3182 $	**0,4134 $**	**-16 $**	0,3962 $	**4,34 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0406 $	0,0766 $	0,3182 $	**0,3947 $**	**-42 $**	0,3755 $	**5,13 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0371 $	0,0699 $	0,3182 $	**0,3881 $**	**-52 $**	0,3685 $	**5,34 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0416 $	0,0784 $	0,3182 $	**0,3966 $**	**-40 $**	0,3772 $	**5,13 %**
	Reformage du méthanol	0,0292 $	0,0551 $	0,3182 $	**0,3733 $**	**-72 $**	0,3550 $	**5,14 %**
	Reformage de l'essence	0,0585 $	0,1104 $	0,3182 $	**0,4286 $**	**5 $**	0,4036 $	**6,19 %**

Cette combinaison d'instruments est hautement efficace et permet de réduire le coût des méthodes de production d'hydrogène destinées aux véhicules utilitaires légers à une valeur inférieure au coût de l'essence. Tel qu'indiqué au tableau 60, toutes les méthodes de production d'hydrogène à l'exception des deux méthodes « les moins propres », le reformage de l'essence et l'électrolyse utilisant l'énergie produite par une centrale alimentée au charbon, deviennent moins coûteuses. Les deux méthodes de production « moins propres » demeurent concurrentielles.

Il convient de noter que les méthodes de production centralisées (à l'exception de la méthode utilisant le charbon) sont plus économiques même lorsque les pénalisations de coût sont importantes en raison de l'investissement dans un pipeline venant appuyer un parc de véhicules de petite taille.

Tel qu'indiqué au tableau 61, cette combinaison d'instruments n'est pas aussi efficace que pour les méthodes destinées aux véhicules utilitaires lourds. Une seule des méthodes de production d'hydrogène, le reformage du méthanol décentralisé, devient plus efficace que les méthodes utilisant le diesel, et seul le reformage du méthane vapeur décentralisé se situe dans la plage d'élasticité inférieure à 100 $ par mois en coûts additionnels.

Tableau 61 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (véhicule exempté de la TVP, exemption de la taxe d'accise sur l'hydrogène et taxes sur les émissions)

		Prix du carburant avec taxe incluse, par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0257 $	0,4751 $	0,8895 $	**1,3646 $**	**0 $**	1,0770 $	**26,70 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0486 $	0,5985 $	0,9805 $	**1,5790 $**	**1 251 $**	1,4468 $	**9,14 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0610 $	0,7513 $	0,9805 $	**1,7318 $**	**2 142 $**	1,4468 $	**19,70 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0484 $	0,5965 $	0,9805 $	**1,5771 $**	**1 239 $**	1,4468 $	**9,01 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0486 $	0,5983 $	0,9805 $	**1,5788 $**	**1 249 $**	1,4468 $	**9,13 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0391 $	0,4811 $	0,9805 $	**1,4616 $**	**566 $**	1,3116 $	**11,44 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0350 $	0,4306 $	0,9805 $	**1,4111 $**	**271 $**	1,2571 $	**12,25 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0321 $	0,3957 $	0,9805 $	**1,3762 $**	**68 $**	1,2288 $	**12,00 %**
	Reformage du méthanol	0,0272 $	0,3354 $	0,9805 $	**1,3159 $**	**-284 $**	1,1675 $	**12,71 %**
	Reformage de l'essence	0,0483 $	0,5947 $	0,9805 $	**1,5752 $**	**1 228 $**	1,3990 $	**12,59 %**

La différence d'efficacité entre les méthodes destinées aux véhicules utilitaires lourds et aux véhicules utilitaires légers dans ces trains de mesures concernant la taxe de vente et la taxe d'accise peut être attribuable, en partie, à la différence importante dans la taxe d'accise fédérale appliquée au diesel (0,04 $ le litre) comparativement à l'essence (0,10 $ le litre).

L'augmentation de la taxe d'accise fédérale sur le diesel à 0,10 $ le litre, avec les mêmes exemptions de taxe de vente et de taxe d'accise que précédemment, et avec la même taxe sur les émissions permet d'obtenir les résultats présentés au tableau 62.

Tableau 62 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (taxe d'accise majorée sur le diesel, exemption de la TVP pour le véhicule, exemption de la taxe d'accise sur l'hydrogène et taxes sur les émissions)

		Prix du carburant avec taxe incluse, par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0277 $	0,5114 $	0,8895 $	**1,4010 $**	**0 $**	1,0770 $	**30,08 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0486 $	0,5985 $	0,9805 $	**1,5790 $**	**1 039 $**	1,4468 $	**9,14 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0610 $	0,7513 $	0,9805 $	**1,7318 $**	**1 930 $**	1,4468 $	**19,70 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0484 $	0,5965 $	0,9805 $	**1,5771 $**	**1 027 $**	1,4468 $	**9,01 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0486 $	0,5983 $	0,9805 $	**1,5788 $**	**1 037 $**	1,4468 $	**9,13 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0391 $	0,4811 $	0,9805 $	**1,4616 $**	**354 $**	1,3116 $	**11,44 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0350 $	0,4306 $	0,9805 $	**1,4111 $**	**59 $**	1,2571 $	**12,25 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0321 $	0,3957 $	0,9805 $	**1,3762 $**	**-144 $**	1,2288 $	**12,00 %**
	Reformage du méthanol	0,0272 $	0,3354 $	0,9805 $	**1,3159 $**	**-496 $**	1,1675 $	**12,71 %**
	Reformage de l'essence	0,0483 $	0,5947 $	0,9805 $	**1,5752 $**	**1 016 $**	1,3990 $	**12,59 %**

La taxe d'accise majorée sur le diesel a deux effets : deux méthodes de production d'hydrogène coûtent moins cher que la méthode au diesel (le reformage du méthane vapeur décentralisé et le reformage du méthanol) et une des méthodes se situe dans la plage d'élasticité (méthode de l'électrolyse décentralisée).

Toutes les méthodes de production d'hydrogène centralisées demeurent plus coûteuses, et nécessiteraient probablement une infrastructure, ou devraient attendre que la taille du parc permette de défrayer les coûts d'investissement.

Une autre méthode possible pour rendre les méthodes de production d'hydrogène destinées aux véhicules utilitaires lourds plus concurrentielles consisterait à effectuer une remise complète de la TPS pour ce qui est du fonctionnement et de l'acquisition de véhicules à pile à combustible à l'hydrogène, et une remise partielle pour les autres scénarios. Cependant, cette mesure incitative fonctionne ici parce que les véhicules utilitaires lourds sont des autobus du transport municipal. S'il s'agit d'autres véhicules utilitaires lourds, au diesel ou à l'hydrogène, ceux-ci pourraient déjà recevoir un crédit de taxe sur les intrants intégral pour la TPS, si les dépenses sont engagées dans le cadre d'une entreprise imposable, comme une entreprise de camionnage.

Les incidences de ces changements sont présentées au tableau 63, qui tient compte des exemptions relatives à la taxe de vente et à la taxe d'accise et des taxes sur les émissions, ainsi que du taux de la taxe d'accise sur le diesel qui est de 0,10 $ le litre.

Tableau 63 Résultats pour les véhicules utilitaires lourds (remise complète de la TPS, exemption de la TVP pour le véhicule, exemption de la taxe d'accise sur l'hydrogène et taxes sur les émissions)

		Prix du carburant avec taxe incluse, par MJ	Coûts du carburant par km	Autres coûts par km	**Coûts totaux par km**	**$/mois de différence par rapport au diesel**	Résultats pour le scénario de référence	**% de changement**
Centralisée	Diesel	0,0277 $	0,5114 $	0,8895 $	**1,4010 $**	**0 $**	1,0770 $	**30,08 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie nucléaire	0,0472 $	0,5811 $	0,9635 $	**1,5446 $**	**838 $**	1,4468 $	**6,76 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie d'une centrale au charbon	0,0592 $	0,7294 $	0,9635 $	**1,6929 $**	**1 703 $**	1,4468 $	**17,02 %**
	Électrolyse utilisant l'énergie éolienne	0,0470 $	0,5792 $	0,9635 $	**1,5427 $**	**827 $**	1,4468 $	**6,63 %**
	Électrolyse utilisant l'hydroélectricité	0,0472 $	0,5808 $	0,9635 $	**1,5443 $**	**836 $**	1,4468 $	**6,74 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0379 $	0,4671 $	0,9635 $	**1,4306 $**	**173 $**	1,3116 $	**9,07 %**
Décentralisée	Électrolyse utilisant le réseau	0,0339 $	0,4180 $	0,9635 $	**1,3815 $**	**-113 $**	1,2571 $	**9,90 %**
	Reformage du méthane vapeur	0,0312 $	0,3842 $	0,9635 $	**1,3477 $**	**-311 $**	1,2288 $	**9,67 %**
	Reformage du méthanol	0,0264 $	0,3256 $	0,9635 $	**1,2891 $**	**-653 $**	1,1675 $	**10,41 %**
	Reformage de l'essence	0,0469 $	0,5774 $	0,9635 $	**1,5409 $**	**816 $**	1,3990 $	**10,14 %**

Bien que cette simulation permette d'améliorer les méthodes de production d'hydrogène, comparativement au tableau 62, elle ne réussit toutefois pas à rendre les méthodes centralisées concurrentielles.

Conclusion

Cette étude examine les aspects économiques de l'hydrogène comme carburant de transport. Dans le cadre de cette analyse, l'hydrogène a été comparé à l'essence et au diesel. Les incidences de l'inclusion des externalités et de différentes options de politique gouvernementale dans la comparaison ont également été examinées.

Dans la partie 1, on compare les coûts directs associés à la production, à la distribution et à la consommation du carburant. Cette analyse indique que les coûts d'acquisition d'un véhicule à pile à combustible à l'hydrogène représentent l'un des facteurs les plus importants pour ce qui est de la contribution des coûts de l'hydrogène à titre de carburant pour le transport.

L'un des facteurs les plus importants qui contribue au coût de l'utilisation de l'hydrogène comme carburant pour le transport vient des coûts d'acquisition du véhicule à pile à combustible à l'hydrogène. Dans le scénario de référence, aucune des méthodes de production d'hydrogène n'était concurrentielle avec l'essence ou avec le diesel. Cependant, il a été démontré qu'en diminuant les coûts liés au véhicule et associés aux méthodes de production d'hydrogène, en réglant le prix d'achat d'un véhicule à pile à combustible égal à son équivalent à moteur à combustion interne ou à moteur à allumage par compression, ou en diminuant les coûts d'entretien et en augmentant la durée de vie du véhicule, l'hydrogène pourrait devenir un produit concurrentiel pour certaines méthodes de production. Cette démarche était beaucoup plus efficace que la réduction importante des coûts de la machinerie ou de l'équipement de production, ou que la diminution des prix d'achat de l'énergie primaire.

Deuxièmement, l'infrastructure de distribution, qui est un pipeline dans le cas qui nous occupe, a également été identifié comme étant un facteur contributif clé pour la différence de coût caractérisant les méthodes de production centralisées. L'une des principales raisons pour lesquelles les coûts du pipeline étaient si importants dans le scénario de référence est que la taille du parc alimenté par pipeline est très petite. Il est peu probable qu'un pipeline soit aménagé dans le but d'alimenter un parc de petite taille. En fait, il est peu probable que les fabricants de voitures produisent un si petit nombre de véhicules. Les incidences des coûts du pipeline diminueraient, cependant, à mesure que le nombre de véhicules alimentés par l'infrastructure du pipeline augmente, jusqu'au moment où le pipeline aurait atteint sa capacité maximale.

Les méthodes de distribution optimales pour différentes tailles de parcs ne font pas l'objet de la présente étude, et d'autres travaux sur le sujet seraient utiles. À ce titre, il est difficile de tirer des conclusions concernant la compétitivité des méthodes centralisées d'après cette analyse. Toutefois, ces résultats permettent de tirer certaines conclusions générales concernant l'applicabilité de la production centralisée comparativement à la production décentralisée. Dans les collectivités où la taille du parc de véhicules est petite, comme dans les zones rurales, la production décentralisée peut s'avérer être une solution plus économique pour l'utilisation de l'hydrogène comme combustible. Par contre, l'analyse de sensibilité a indiqué que la production centralisée avec une infrastructure de distribution par pipeline peut devenir économique une fois que la taille du parc devient suffisamment grande, dans les régions les plus densément peuplées du pays pouvant servir de modèle.

Les données disponibles pour certains des coûts, incluant la prime pour un véhicule à pile à combustible alimenté à l'hydrogène comparativement à un véhicule à moteur à combustion interne à essence, sont fondées sur des estimations de la documentation et ne sont pas des données de coût réel. Les analyses de sensibilité ont été réalisées et sont fondées sur des facteurs critiques, comme le coût en capital de l'équipement et les coûts d'acquisition du véhicule. Le modèle possède une marge d'erreur raisonnable lorsqu'il compare la valeur critique des coûts totaux par km pour n'importe laquelle des méthodes de production.

Dans la partie 2, l'intégration des externalités renforce le degré suivant lequel les coûts d'acquisition du véhicule et les autres coûts non associés au combustible affectent le coût total. Par exemple, dans le cas des véhicules utilitaires légers, les coûts associés aux émissions améliorent le coût relatif de certaines méthodes de production d'hydrogène, comparativement aux méthodes de production d'essence. Toutefois, ces améliorations sont réduites si l'on tient compte des coûts liés à la sûreté. Dans le cas des véhicules utilitaires légers, les coûts liés à la sûreté ont une incidence directe sur les coûts de fonctionnement du véhicule, et non sur le prix du carburant.

La situation est différente pour les véhicules utilitaires lourds. Pour certaines méthodes de production d'hydrogène, le coût additionnel imposé par l'intégration des coûts liés à la sûreté vient contrecarrer les gains de coût relatif obtenus, associés au diesel, suite à l'inclusion des coûts des émissions. Toutefois, on dénote une amélioration globale. Les coûts liés à la sûreté affectent principalement le prix du carburant, et non les coûts de fonctionnement du véhicule.

Dans la partie 3 du rapport, les mesures qui permettraient de rendre l'hydrogène plus concurrentiel avec l'essence et le diesel sont examinées, ainsi que les options qui encourageraient également la réduction des émissions.

Dans la partie 3, les résultats étaient conformes à ceux des parties 1 et 2. En particulier, les options stratégiques qui augmentent directement les coûts de fonctionnement d'un véhicule à l'hydrogène donnent des méthodes de production d'hydrogène qui sont concurrentielles avec l'essence et le diesel. Par exemple, une exemption de la taxe de vente provinciale sur le prix d'achat d'un véhicule à pile à combustible à l'hydrogène, conjuguée à une exemption de la taxe d'accise pour l'hydrogène, a permis de rendre des méthodes de production d'hydrogène destinées aux véhicules utilitaires légers plus concurrentielles, et l'une des méthodes de production d'hydrogène destinées aux véhicules utilitaires lourds est également devenue concurrentielle.

L'utilisation d'incitations fiscales liée à la taxe de vente et à la taxe d'accise est neutre sur le plan technologique pour les différentes méthodes de production d'hydrogène. Par conséquent, elle ne tient pas compte de l'objectif possible de réduction des gaz à effet de serre et d'autres émissions en suspension dans l'air. Pour atteindre cet objectif, la taxe sur les émissions est l'instrument le plus efficace. Une taxe sur les émissions appliquée à la production du carburant a permis d'obtenir des résultats pour les véhicules utilitaires légers qui sont plutôt semblables aux effets d'une exemption de la taxe de vente et de la taxe d'accise : quatre méthodes de production sont devenues concurrentielles, sans pour autant être moins coûteuses, que l'essence. Les taxes sur les émissions ne sont pas aussi efficaces pour les véhicules utilitaires lourds : aucune des méthodes modélisées n'est devenue concurrentielle.

L'application des exemptions de la taxe de vente et de la taxe d'accise, conjuguée à des redevances sur les émissions a permis d'obtenir des résultats plus efficaces. Toutes les méthodes de production d'hydrogène destinées aux véhicules utilitaires légers sont concurrentielles avec l'essence. En fait, la plupart des méthodes de production d'hydrogène sont devenues moins coûteuses que l'essence. Pour les méthodes de production destinées aux véhicules utilitaires lourds, une seule méthode (le reformage du méthanol) demeure moins coûteuse que le diesel, alors qu'une autre méthode (reformage du méthane vapeur décentralisé) est devenue concurrentielle.

L'un des avantages de la combinaison des mesures incitatives liées à la taxe de vente et à la taxe d'accise pour le consommateur, et des mesures incitatives prenant la forme de redevance sur les émissions pour les producteurs, est que les recettes générées par les redevances sur les émissions permettent de compenser les recettes perdues associées aux exemptions de la taxe de vente et de la taxe d'accise.

L'un des facteurs à considérer dans cette combinaison d'instruments stratégiques est que ces instruments visent principalement à supporter l'adoption d'un combustible à l'hydrogène associé à de faibles émissions sur le marché intérieur, mais cela n'appuie pas nécessairement le développement d'un marché d'exportation de l'hydrogène.

L'imposition de redevances sur les émissions augmentera le coût de tous les carburants produits, ce qui pourrait rendre les exportations de ces carburants moins concurrentielles, alors que les exemptions relatives à la taxe de vente et à la taxe d'accise bénéficieraient seulement du marché intérieur. Par l'exportation d'hydrogène, le producteur pourrait obtenir un crédit pour les redevances sur les émissions, semblable à l'exportation de marchandises assujetties à la TPS, afin de rendre l'hydrogène produit au pays plus concurrentiel sur les marchés internationaux. Toutefois, cela pourrait faire en sorte que les producteurs canadiens préféreraient vendre l'hydrogène sur les marchés internationaux et cela risque de poser des problèmes d'approvisionnement pour le marché intérieur, en augmentant le prix de l'hydrogène, ce qui rendrait l'hydrogène non concurrentiel avec l'essence une fois de plus.

Une autre question associée au commerce international de l'hydrogène, en présence de redevances sur les émissions canadiennes, est la manière dont on doit traiter les importations. Si l'on importe de l'hydrogène, il serait peut-être nécessaire d'imposer un tarif d'importation afin de tenir compte des redevances sur les émissions intérieures, mais la méthode de production de l'hydrogène importé demeurerait inconnue. Cela soulève certaines questions à l'effet que l'hydrogène importé pourrait être assujetti à un tarif différent, ou devrait-on identifier la méthode de production, en appliquant un tarif équivalent au taux d'émissions moyen en cause?

Il est évident qu'il est nécessaire de réaliser d'autres études dans certains domaines. D'abord, les coûts de production associés aux différentes méthodes faisant l'objet de la présente étude doivent être analysés de manière plus approfondie, à la lumière des conseils et de renseignements fournis par l'industrie. Deuxièmement, on pourrait considérer d'autres méthodes de production, comme celles visant les véhicules de remplacement, des méthodes de remplacement pour la distribution de l'hydrogène en provenance d'une installation de production centralisée et d'autres méthodes de production. Enfin, on doit comprendre comment fonctionneraient les marchés internationaux de l'hydrogène, et en quoi ces marchés influeraient sur les politiques intérieures.

Bibliographie

AEA Technology, « *The Feasibility, Costs and Markets for Hydrogen Production: A Study for British Energy* », septembre 2002

Altman, M., *et autres*, « *Comparison of Different Propulsion Systems in Private Transportation in Terms of Energy Saving and Reduction in Greenhouse Gases* », Study for the Bavarian State Ministry for Country Development and Environmental Questions, avril 2002

Amos, Wade A. « *Costs of Storing and Transporting Hydrogen », National Renewable Energy Laboratory*, novembre 1998

Association canadienne des automobilistes, « *Coût d'utilisation d'une automobile : édition 2003* », 2003

Association canadienne du transport urbain, « *Faits sur le transport urbain – Données de 2001* »

Ayala, Alberto, *et autres*, « *ARB's Study of Emissions from Two 'Late-Model' Diesel and CNG Heavy-Duty Transit Buses* », Presentation to 12th CRC On-Road Vehicle Emissions Workshop, avril 2002

Bevilacquo Knight Inc. « *Bringing Fuel Cell Vehicles to Market: Scenarios and Challenges with Fuel Alternatives* », préparé pour le California Fuel Cell Partnership, octobre 2001

Blok, K. *et autres*, « *Hydrogen Production from Natural Gas, Sequestration of Recovered CO2 in Depleted Gas Wells and Enhanced Natural Gas Recovery* », Energy, Vol 22 No 2/3, pp 161-168, 1997

Conference Board of Canada, the, « *The Final Fifteen Feet of Hose: The Canadian Gasoline Industry in the Year 2000* », janvier 2001

Contadini, Fernando J. « *Social Cost Comparison Among Fuel Cell Vehicle Alternatives* », A Special Report by the Methanol Institute

Eudy, Leslie, *et autres*, « *Hydrogen Fuel Cell Bus Evaluation* », Proceedings of the 2001 DOE Hydrogen Program Review

General Motors Corporation, « *GM Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study* », septembre 2002

General Motors Corporation, « *Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – North American Analysis* », juin 2001

Gruber, Christian, *et autres*, « *Hydrogen-Fuelled Buses: The Bavarian Fuel Cell Bus Project* »

Huber, Andreas *et autres*. « *Hydrogen Production Costs for Fuel Cell Vehicle Applications* », International Energy Agency, Implementing Agreement 026, Fuel Cell Systems for Transportation, Annex X, Final Report 1997-1999, juillet 1999

Levelton Engineering Ltd with $(S\&T)^2$ Consultants inc, « *Addition of Off Board Generation of Hydrogen Fuel for Fuel Cell Vehicles to GHGenius* », prepared for Natural Resources Canada, le 15 août 2002

Kreutz, T.G. *et autres*, « *Production of Hydrogen and Electricity from Coal With CO2 Capture* », Princeton Environmental Institute

Kruse, Bjornar *et autres*, « *Hydrogen: Status og muligheter* », Bellona report no. 6 2002

Mann, M.K., *et autres* « *The delivered cost of hydrogen from PV and wind electrolysis systems* », U.S. DOE's Hydrogen Program, août 1999.

Mintz, Marianne, *et autres*, « *Cost of Some Hydrogen Fuel Infrastructure Options* », Presentation for the Transportation Research Board, le 16 janvier 2002

Mintz, Marianne, *et autres*, « *Cost of Some Hydrogen Fuel Infrastructure Options* », Transportation Research Board

Myers, Duanne B., *et autres*, « *Cost and Performance Comparison of Stationary Hydrogen Fueling Appliances* », Prepared for The US Department of Energy, avril 2002

National Roundtable on the Environment and the Economy, « *Greenhouse Gas Emissions from Urban Transportation* », 1998

Ogden, Joan M., « *Developing an Infrastructure For Hydrogen Vehicles: A Southern California Case Study* », International Journal of Hydrogen 24, pp 709-730, 1999

Ogden, Joan M., « *Prospects for Building a Hydrogen Energy Infrastructure* », submission to the Annual Review of Energy and the Environment, juin 1999

Ogden, Joan M., *et autres*, « *Towards a Hydrogen-Based Transportation System* », Center for Energy and Environmental Studies, mai 2001

Padro, C.E.G. *et autres* « *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies* », National Renewable Energy Laboratory, septembre 1999

Prince-Richard, S., *et autres*, « *A Techno-Economic Analysis of Decentralized Electrolytic Hydrogen Production for Fuel Cell Vehicles* », Institute for Integrated Energy Systems

Ramaswamy, Sitaram, *et autres*, « *Modelling and Analysis of PEMFC Based Fuel Cell Vehicles: Technology, Performance and Costs* », University of California, Davis, Institute of Transportation Studies, 2001

Schoenung, Susan M, « *Hydrogen Technical Analysis on Matters Being Considered by the International Energy Agency – Transportation Infrastructure* », Proceedings of the 2002 DOE Hydrogen Program Review

Simbeck, Dale R., *et autres*, « *Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways – Scoping Analysis* », National Renewable Energy Laboratory, juillet 2002

Statistique Canada, « *Enquête sur les véhicules au Canada, annuel, 2001* », juin 2002

Statistique Canada, « *Ventes de véhicules automobiles neufs* », avril 2003

Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, « *Les émissions de gaz à effet de serre provenant des transports urbains* », 1998

Thomas, C.E. *et autres*, « *Affordable Hydrogen Supply Pathways for Fuel Cell Vehicles* », International Journal of Hydrogen 23, pp 507-516, 1998

Thomas, C.E. *et autres*, « *Analysis of Residential Fuel Cell Systems & PNGV Fuel Cell Vehicles* », Proceedings of the 2000 DOE Hydrogen Program Review

Thomas, C.E. *et autres*, « *Distributed Hydrogen fueling Systems Analysis* », Proceedings of the 2001 DOE Hydrogen Program Review

Thomas, C.E. *et autres*, « *Market Penetration Scenarios for Fuel Cell Vehicles* », International Journal of Hydrogen 23, pp 949-966, 1998

United Nations Development Programme, « *World Energy Assessment: Energy and the challenge of sustainability* », septembre 2000

US Department of Energy « *Household Vehicles Energy Consumption 1991* », décembre 1993

US Department of Energy, « *Fuel Economy Guide: Model Year 2003* »

US Department of Energy, « *U.S. Department of Energy Hydrogen Program: summary of Analysis Projects 1994-2000* »

Victoria Transport Policy Institute, « *Transportation Cost and Benefit Analysis* » septembre 2002

Wang, Michael, « *Well-to-Wheels Analysis of Fuel-Cell Vehicle/Fuel Systems* », Center for Transportation Research, Argonne National Laboratory

Weiss, Malcolm A. *et autres*, « *Comparative Assessment of Fuel Cell Cars* », Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Energy and the Environment, février 2003

Williams, Robert H., « *Hydrogen Production Technologies/Strategies for Automotive Applications* », Presentation to Panel on Hydrogen-Powered Vehicles: Pathways and Challenges, 27th Annual Conference of the National Association of Environmental Professionals, le 26 juin 2002

Annexe A : Adoption de véhicules à pile à hydrogène

Taille du parc

Dans la présente étude, on a choisi une taille de parc de 5 000 véhicules personnels légers et 500 véhicules de transport en commun afin de déterminer la quantité de carburant dont aura besoin l'équipement de production. Ces nombres sont arbitraires, et ne peuvent servir de prévision concernant le taux d'adoption des véhicules à pile à l'hydrogène. Pour donner un contexte, ces nombres correspondent à peu près à la taille totale du parc de taxis de Toronto, et au tiers du parc d'autobus de la TTC.

Les graphiques 1, 2 et 3 de la présente annexe illustrent les scénarios d'adoption possible pour les véhicules à pile à hydrogène. Ces scénarios d'adoption sont basés sur les prévisions de pénétration accélérées et graduelles des véhicules PACH (pile à combustible à hydrogène) de Ressources naturelles Canada indiquées dans le tableau ci-après.

Prévisions de pénétration VPH personnels légers

	Graduelle	Accélérée
2010	9 956 voitures	19 912 voitures
2020	694 740 voitures	1 331 585 voitures

Les scénarios d'adoption présentés à l'annexe A affichent une courbe en S pour le parc de véhicules à pile à combustible. D'après ces graphiques, le scénario pour un parc de 5 000 véhicules personnels légers pourrait se produire quelque part entre 2008 et 2009, à la fois pour le scénario d'adoption rapide et le scénario d'adoption plus lente.

Cependant, le taux de croissance réel ne reflétera pas la lente augmentation graduelle du nombre de véhicules au cours des premières années, tel qu'indiqué à l'annexe A. Il est peu probable que les fabricants acceptent de produire des véhicules en petit nombre au cours des premières années tel qu'indiqué dans les graphiques (p. ex. 10 voitures en 2004, 30 en 2005, etc.). Il s'agit là d'un exemple classique du dicton « l'œuf ou la poule » que peut rencontrer le lancement d'un nouveau produit, comme dans le cas des CD et des DVD, où les studios n'acceptaient pas de vendre ces produits avant que les consommateurs se soient procurés l'équipement, et les consommateurs ne voulaient pas acheter l'équipement avant que le produit soit sur le marché. La solution à ce problème repose habituellement sur le fait qu'un certain nombre d'« utilisateurs précoces » acceptent de payer les coûts initiaux élevés du nouveau produit, afin de profiter des avantages que ce nouveau produit a à offrir.

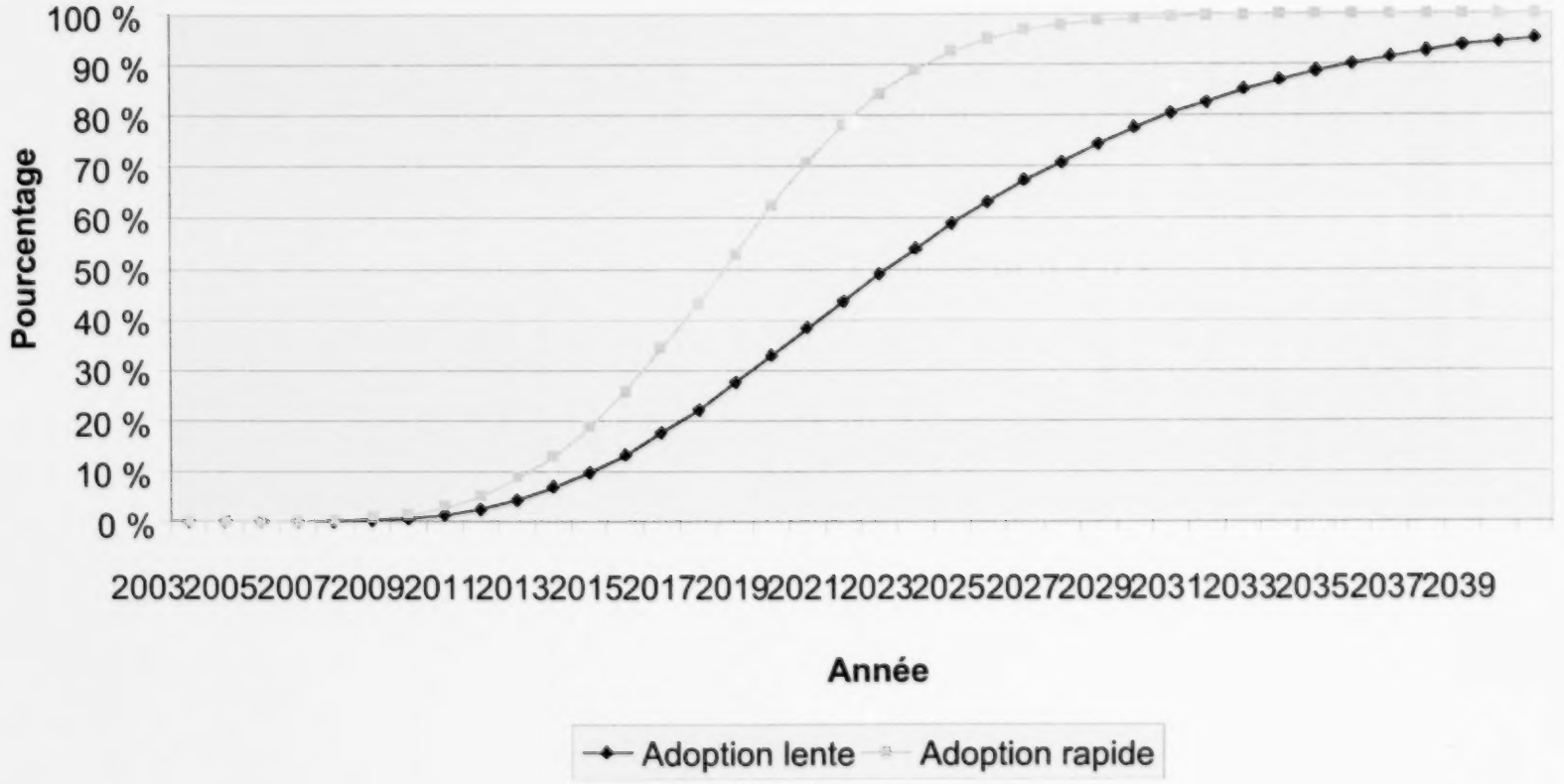
Dans le cas qui nous occupe, les utilisateurs précoces pourraient être des propriétaires de grands parcs de véhicules, comme les compagnies de taxis. Ce genre d'utilisateurs pourraient acheter des véhicules en nombre suffisant pour que les producteurs en viennent à démarrer une nouvelle ligne de production. En outre, les propriétaires de parc de véhicules risquent davantage de faire des investissements dans leur propre infrastructure d'avitaillement en carburant, ce qui est un obstacle majeur rencontré par les utilisateurs précoces de ces véhicules.

Cela pourrait avoir également une incidence sur le mode d'adoption dans les régions rurales, comparativement aux régions urbaines. Comme la majeure partie des services

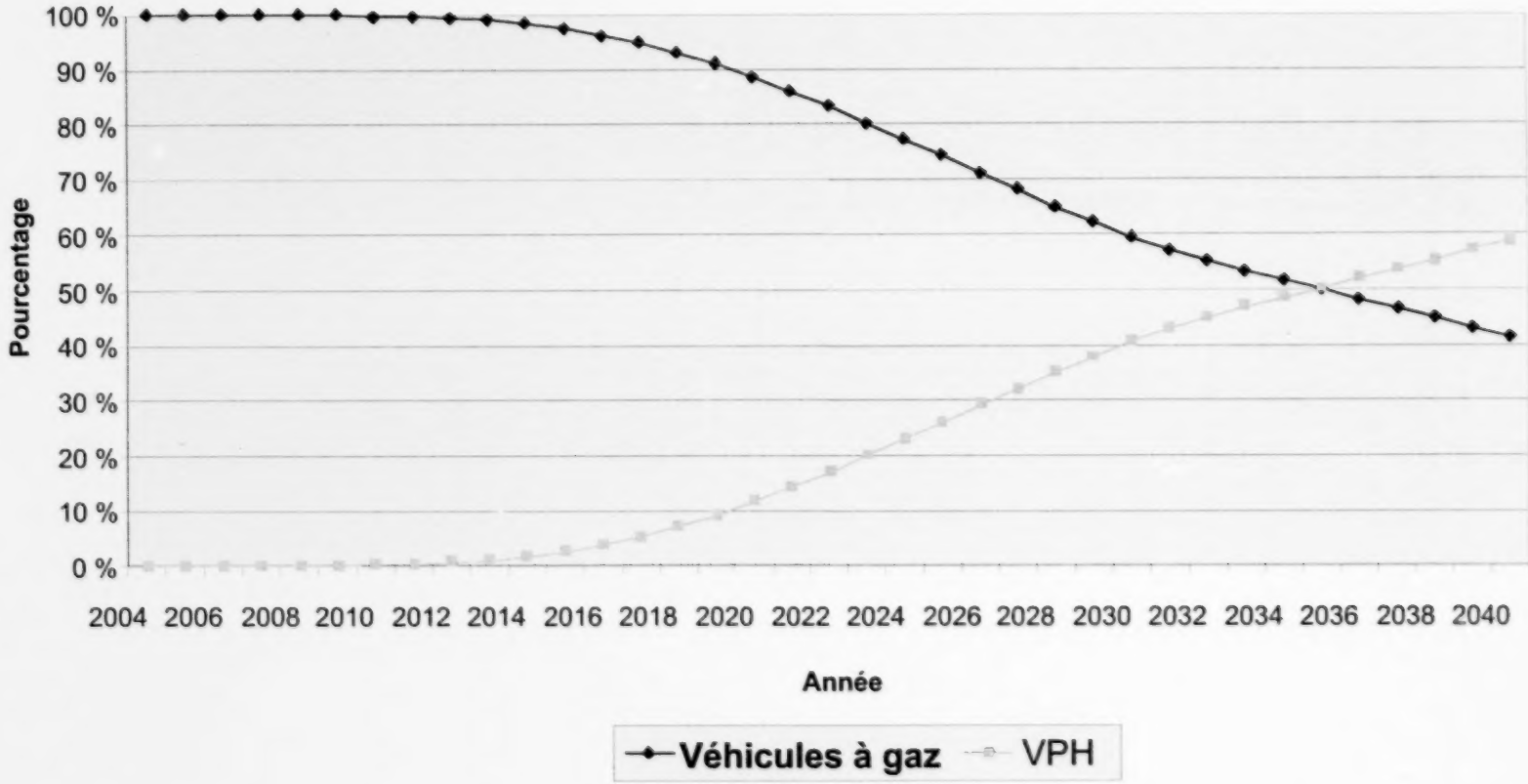
de transport utilisant un grand parc sont localisés dans les zones urbaines, cela permettrait d'aménager des infrastructures d'approvisionnement en combustible dans les zones urbaines. S'il existe déjà sur place des pipelines de distribution, ou des véhicules de livraison de carburant qui approvisionnent cette zone, les stations-services commerciales pourraient tirer parti de ces ressources.

Par contre, il faudrait développer de manière isolée l'infrastructure servant à approvisionner les stations-services commerciales dans les zones rurales. Tel que discuté dans la conclusion de la présente étude, cela nécessiterait probablement des investissements dans de petites installations de production d'hydrogène décentralisées, sur le site de ces stations-services.

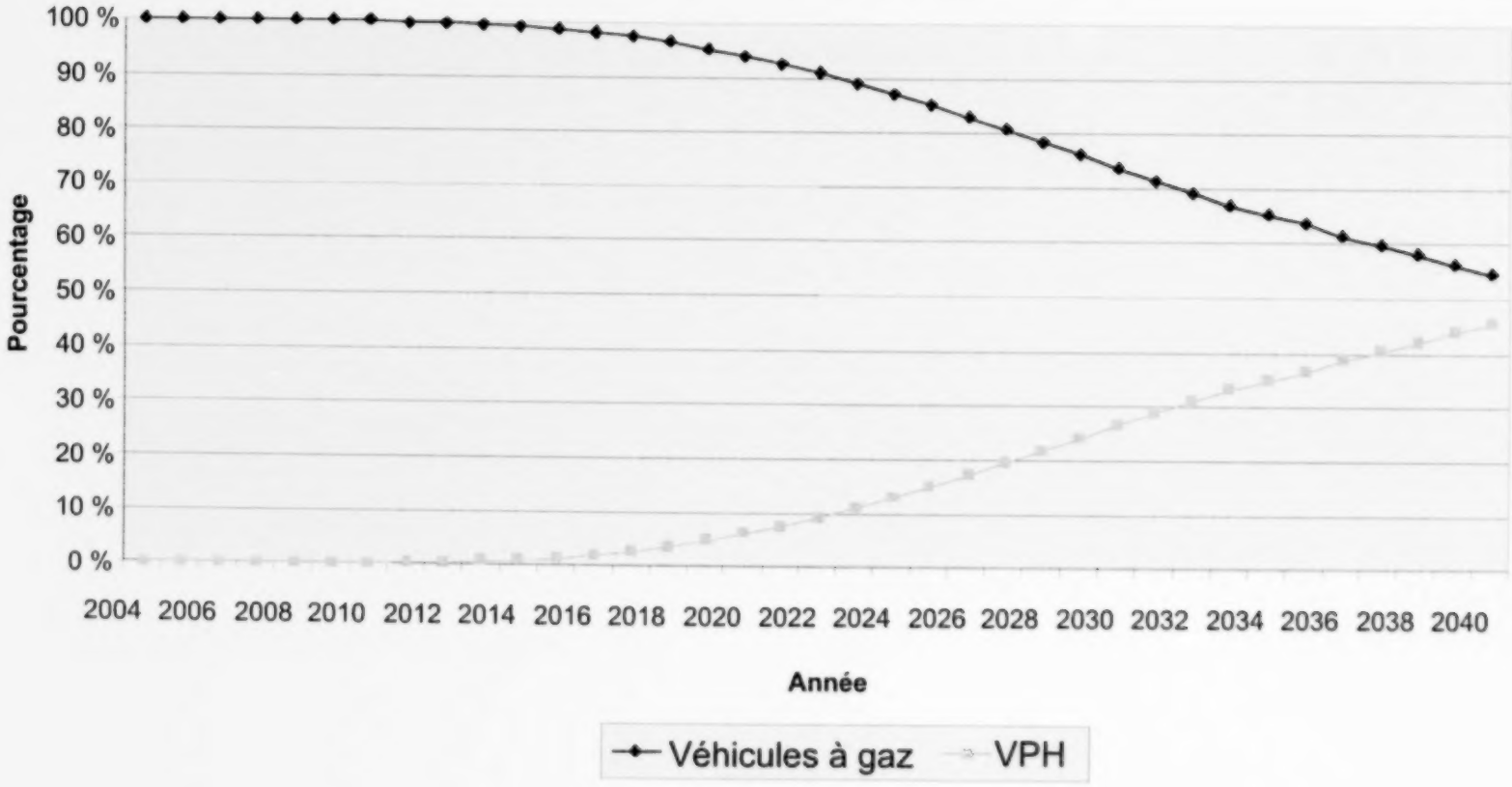
Graphique 1 : Pourcentage de véhicules neufs achetés qui sont des VPH



Graphique 2 : Pourcentage de véhicules à passagers qui sont des VPH (adoption rapide)



Graphique 3 : Pourcentage de véhicules à passagers qui sont des VPH (adoption lente)



Annexe B : Facteurs de conversion employés dans la présente étude

Facteurs de conversion généraux :
1 gallon américain = 3,785 litres
1 mille = 1,61 kilomètre
1 litre = 0,001 m^3
1 atmosphère (atm) = 1,01325 bars = 14,6959 lb/po^2
1 kWh = 3,6 MJ
1 Nm^3 d'hydrogène = 38,04 pi^3 (std) d'hydrogène
1 Nm^3 d'hydrogène = 1,299 litre d'hydrogène liquide

Propriétés de l'hydrogène :
1 Nm^3 d'hydrogène contient 12,745 MJ d'énergie
1 Nm^3 d'hydrogène pèse 0,08988 kg

Propriétés du méthane :
1 Nm^3 de méthane contient 39,2549 MJ d'énergie
1 Nm^3 de méthane pèse 0,7156 kg

Propriétés de l'essence :
1 m^3 d'essence contient 31 150 MJ d'énergie
1 m^3 d'essence pèse 700 kg

Propriétés du diesel :
1 m^3 de diesel contient 31 436 MJ d'énergie
1 m^3 de diesel pèse 880 kg

Propriétés du méthanol :
1 m^3 de méthanol contient 15 800 MJ d'énergie
1 m^3 de méthanol pèse 790 kg

Taux de change :
1 $US = 1,4 $CAN